

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання**

«На правах рукопису»
УДК 621.31

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____ В.А. Попов
«__» _____ 2018 р.

**Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра**

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
спеціалізації Енергетичний менеджмент та енергоефективність
на тему: *«Оцінювання впливу відновлюваних джерел енергії на
формування балансів електричної енергії»*

Виконав:

студент VI курсу, групи ОН-371мп

Норець Максим Олександрович

Керівник:

к.т.н., ст.вик. Веремійчук Ю.А.

Консультант з нормоконтролю:

ас. Прокопенко І.Д.

Рецензент:

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних
посилань.

Студент _____ Норець М.О.

Київ – 2018 року

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
 Спеціалізація «Енергетичний менеджмент та енергоефективність»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту

Норцю Максиму Олександровичу

1. Тема дисертації: «Оцінювання впливу відновлюваних джерел енергії на формування балансів електричної енергії»

науковий керівник дисертації: к.т.н., ст.вик. Веремійчук Ю.А.

затверджені наказом по університету від «05» листопада 2018 р. №4089-с

2. Термін подання студентом дисертації: 10 грудня 2018 року

3. Об'єкт дослідження: процес формування добових балансів потужності в умовах збільшення частки відновлюваних джерел енергії в структурі генерації.

4. Предмет дослідження: методи та засоби формування добових балансів потужності ОЕС України з врахуванням впливу відновлюваних джерел енергії. Вихідні дані: прогнози обсяги генеруючих потужностей, що вводяться за роками та виданих ТЕО, відновлюваних джерел енергії на 2020 рік, дані фактичної роботи ВЕС, СЕС та інших видів генерації, фактичні добові рівні споживання в ОЕС України.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: проведення аналізу нормативно-правового забезпечення у частині формування добових балансів потужності, аналіз режимів генерації та ефективності роботи ВЕС та СЕС, розробка прогнозних добових балансів потужності на 2020 рік з врахуванням розвитку відновлюваних джерел енергії, визначення граничних умов інтеграції ВДЕ до загального балансу потужності на 2020 рік, вдосконалення методу формування добових графіків навантаження.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: презентація – наочні матеріали за результатами дослідження (алгоритми розрахунків та діаграми).

7. Орієнтовний перелік публікацій: Веремійчук Ю.А., Замулко А. І., Норець М.О. Система управління безпекою постачання електроенергії. Збірник матеріалів конференції «XIV Міжнародна конференція Контроль і управління в складних системах (КУСС-2018)» ВНТУ, Вінниця, С.111.

8. Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль:

ас. Прокопенко І.Д.

9. Дата видачі завдання: 18 квітня 2018 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Проведення аналізу нормативно-правового забезпечення у частині формування добових балансів потужності	01.02.18-30.04.18	
2	Літературний огляд з питання структури та стану генеруючи потужностей в ОЕС України	01.05.18-31.05.18	
3	Аналіз режимів генерації та ефективності роботи ВЕС та СЕС	01.06.18-31.08.18	
4	Визначення вхідних параметрів та розробка добових прогнозних балансів потужності на 2020 рік	01.09.18-15.11.18	
5	Розроблення стартап-проекту	16.11.18-25.11.18	
6	Оформлення дисертації та презентації	26.11.18 – 02.12.18	
7	Оформлення реферату	03.12.18 – 07.12.18	
8	Попередній захист МД	10.12.18 – 14.12.18	
9	Захист МД	17.12.18 – 20.12.18	

Студент

Норець М.О.

Науковий керівник дисертації к.т.н. ст.вик.

Веремійчук Ю.А.

РЕФЕРАТ

Структура і обсяг роботи. Магістерська дисертація на тему: "Оцінювання впливу відновлюваних джерел енергії на формування балансів електричної енергії" складається із вступу, 4 розділів, висновків, переліку використаних джерел. Загальний обсяг роботи складає 116 сторінок основного тексту, в тому числі 36 рисунки, 23 таблиць, 58 бібліографічних найменувань за переліком посилань.

Актуальність теми. Електроенергетична система України – це сукупність електростанцій-генераторів та споживачів що з'єднані між собою мережами та загальним режимом роботи. Графіки добового споживання і генерації електроенергії Об'єднаної Енергосистеми (ОЕС) України є досить нерівномірними. В той же час існує дефіцит так званих «маневрених» генеруючих потужностей, що можуть працювати в діапазоні потужностей тим самим приймаючи участь у регулюванні частоти енергосистеми так як з точки зору собівартості електроенергії «базові» блоки атомних електростанцій (АЕС) як правило працюють на одному стабільному рівні (технологічно складно, небезпечно та економічно недоцільно змінювати виробіток в часі). Загалом рівень маневреної генерації не перевищує 9%. В той же час економічні стимули для будівництва домашніх і промислових вітрових електростанцій (ВЕС) та сонячних електростанцій (СЕС) в Україні є одними з найпривабливіших у світі, що на фоні стійкої тенденції зниження вартості енергії, одержуваної від поновлюваних джерел, забезпечило їх бурхливе будівництво і проектування. Головною ж особливістю роботи ВЕС та СЕС є погана прогнозованість їх потужності навіть в короткостроковій перспективі та стохастичний режим роботи з можливістю швидких змін потужності, а також значні відмінності графіків виробництва ними електроенергії у різні, навіть суміжні розрахункові періоди.

Енергетичною стратегією України до 2030 року та Енергетичною стратегією України до 2035 року передбачається досягнення частки

відновлювальних джерел енергії 11% до 2020 року. На сьогодні ця частка, за даними НКРЕКП, не перевищує 2%, яка успішно інтегрована до загальної структури генерації ОЕС України, як в нормативно-правовому полі, так і з точки зору диспетчеризації. Загалом, вирішенням проблем, що пов'язані з інтеграцією відновлюваних джерел енергії до загальної структури генерації представлено в роботах авторів Лежнюка П. Д., Жаркіна А.Ф., Кириленка О.В., Папкова Б.В., Денисюка С.П, Попова В.А., Огорокова В.Р., Костюковського Б.А., Кудрі С.О., Баска Б.І. Розен В.П., Дубовський С.В.

У більшості наукових досліджень у галузі відновлюваної енергетики зосереджено увагу на загальних і регіональних характеристиках відновлюваних джерел енергії та визначенні способів їх використання. Разом з тим, враховуючи значну кількість робіт закордонних та вітчизняних вчених дослідження граничних рівні встановленої потужності ВЕС та СЕС, що дозволять забезпечити роботу всієї наявної потужності АЕС, та проведення прогнозування величини гарячих резервів, що залишаться в управлінні при веденні диспетчерського режиму за умови використання потенційно повної наявної потужності АЕС ВЕС та СЕС є актуальною задачею для електроенергетики країни та складає напрям дослідження.

Метою магістерської дисертації є оцінювання впливу відновлюваних джерел енергії на структуру генерації в загальному балансі ОЕС України.

Для досягнення цієї мети вирішувалися наступні завдання:

- проведення аналізу нормативно-правового забезпечення, щодо формування балансів потужності;
- аналіз режимів генерації ВЕС та СЕС, визначення ефективності їх роботи;
- розробка прогнозних добових балансів потужності на 2020 рік, з врахуванням розвитку ВДЕ;
- визначення граничних умов інтеграції ВДЕ до балансу потужності на 2020 рік.

-удосконалення методу формування прогнозних балансів потужності в розрізі доби із врахуванням встановлених закономірностей розвитку ВДЕ.

Предметом дослідження є методи та засоби формування добових балансів потужності ОЕС України з врахуванням впливу відновлюваних джерел енергії. Вихідні дані: прогнозні обсяги генеруючих потужностей, що вводяться за роками та виданих ТЕО, відновлюваних джерел енергії на 2020 рік, дані фактичної роботи ВЕС, СЕС та інших видів генерації, фактичні добові рівні споживання в ОЕС України.

Методи дослідження. В роботі використовувався метод відносних приростів для розподілу навантажень між ТЕС, математичні методи лінійної та нелінійної апроксимації за методом найменших квадратів, графічний метод дослідження, регресійно-кореляційний аналіз за допомогою пакету “Аналіз даних” MS Excel.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

Набула подальшого розвитку методика формування прогнозних довгострокових балансів потужності в розрізі доби, що дає змогу оцінити вплив ВДЕ на балансову надійність в ОЕС України шляхом:

- визначення погодинного прогнозного рівня розвантаження АЕС за умови використання в прогнозних добових балансах потужності максимальної прогнозної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС, в умовах діючої нормативно-правової бази;
- визначення прогнозної граничної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС, що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС в умовах діючої нормативно-правової бази;
- визначення погодинного прогнозного рівня розвантаження АЕС за умови використання в прогнозних добових балансах потужності максимальної прогнозної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС в умовах відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС та їх максимально можливого діапазону робочої потужності;

– визначення прогнозної граничної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС, що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС в умовах відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС та їх максимально можливого діапазону робочої потужності;

– визначення прогнозної величини погодинного гарячого резерву для балансу потужності, в умовах відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС та їх максимально можливого діапазону робочої потужності.

Практичне значення роботи. Визначення прогнозних рівнів розвантаження АЕС за умови використання в добових балансах потужності максимальної прогнозної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС дозволить завчасно вжити можливих заходів щодо коригування річних графіків ремонтів та паливних компаній для блоків АЕС.

Визначення прогнозних граничних величин встановленої потужності ВЕС та СЕС, що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС та прогнозних величин погодинного гарячого резерву для в умовах повної прогнозної генерації АЕС, ВЕС та СЕС дозволить реально оцінювати довгострокові можливості ОЕС України щодо інтеграції до структури своєї генерації ВДЕ та завчасно вжити всіх необхідних заходів задля її успішності.

Апробація результатів роботи. Результати магістерської дисертації були оприлюднені на XIV міжнародній конференції “Контроль і управління в складних системах” (КУСС-2018) що проходила у період з 15 по 17 жовтня 2018 року.

Публікації. Веремійчук Ю.А., Замулко А. І., Норець М.О. Система управління безпекою постачання електроенергії. Збірник матеріалів конференції «XIV Міжнародна конференція Контроль і управління в складних системах (КУСС-2018)» ВНТУ, Вінниця, С.111.

Програмне забезпечення. Для виконання розрахунків у розділі 3 магістерської дисертації використовувалось наступне програмне забезпечення: Comshare, RAB#4; constructor, MS Excel.

Ключові слова: сонячна електростанція, вітрова електростанція, баланс потужності, базова генерація, встановлена потужність, маневрові потужності, резерв потужності, діапазон потужності, мінімально-допустимий склад обладнання.

ABSTRACT

Structure and scope of the paper. The master's The master's thesis: "Assessment of the impact of renewable energy sources on the formation of electrical energy balances" consists of the introduction, 4 chapters, conclusions, list of sources used. The total volume of work is 116 pages of the main text, including 38 figures, 23 tables, 58 bibliographic titles in the list of references.

Timeliness of the topic. The electric power system of Ukraine is a combination of power generators and consumers connected to each other networks and general mode of operation. Graphs of daily consumption and generation of electricity of the United Energy System (UES) of Ukraine are enough

uneven At the same time there is a shortage of so-called "maneuverable" generating capacities that can operate in a range of capacities, thus taking part in regulating the frequency of the power system, since from the point of view of the cost price of electricity "basic" blocks of nuclear power plants (NPPs) usually operate at one stable level (it is technologically difficult, dangerous and economically inexpedient to change output in time). Generally, the level of maneuverability does not exceed 9%. At the same time, economic incentives for the construction of domestic and industrial wind power plants (WPP) and solar power plants (SES) in Ukraine are among the most attractive in the world, which, given the steady decline in the cost of energy from renewable sources, provided them with rapid construction and designing. The main feature of WPP and SES work is the poor predictability of their capacity, even in the short run, and the stochastic mode of operation with the possibility of rapid changes in power, as well as significant differences in the graphs of their production of electricity in different, even adjacent design periods.

Reference of the paper to the scientific programs, plans, topics. The Energy Strategy of Ukraine until 2030 and the Energy Strategy of Ukraine until 2035 predict a share of renewable energy sources of 11% by 2020. Today,

according to the National energy and utilities regulatory commission, this share does not exceed 2%, which has been successfully integrated into the overall structure of the UES generation in Ukraine both in the regulatory field and in terms of dispatching. In general, scientists dealing with the problems associated with the integration of renewable energy sources to the general structure of generation are engaged by scientists from all over the world Lezhnyuk P.D., Zharkina AF, Kyrylenko O.V., Papkova B.V., Denysyuka S.P., Popova VA, Okorokova VR, Kostyukovsky B.A., Kudri S. O., Baska B.I. Rosen V.P., Dubovsky S.V.

In particular, Kostyukovsky B.A. Several representative scenarios of development have been proposed, generating the capacity of the UES of Ukraine in the long run, including the adoption of a national emission reduction plan for large combustion plants. In these works, the boundary levels of the installed capacity of WPP and SES were not determined, which would ensure the work of all available NPP capacity. Also, the projected values of the hot reserves that will remain in operation under the control of the dispatch regime are not given, provided that the potential full capacity of the NPP, WPP and SES is utilized.

The objective of the master's thesis is an assessment of the impact of renewable energy sources on the generation structure in the overall balance of the UES of Ukraine. To achieve this goal the following tasks were solved: the analysis of the actual level of production of WPP and SES in the UES of Ukraine was performed separately for each season, their average daily production level was determined with the construction of daily average profiles, as well as the hourly rate of utilization of installed capacity, the actual consumption level in the UES of Ukraine was analyzed during the last years and the input parameters for long-term forecasting have been determined; forecasts of daily daily balance of power have been developed for different norms legal and physical conditions that may be relevant in the near future. An algorithm is developed that will allow to carry out long-term forecasting of the structure of generation of the UES of Ukraine under various regulatory and legal conditions.

The research object is the process of forming daily power balances in conditions of increasing the share of RES in the structure of generation.

The research subject there are methods and means for forming the daily balance of power of the UES of Ukraine taking into account the impact of renewable energy sources. Output data: projected volumes of generating capacities introduced annually and issued by the feasibility study, renewable energy sources for 2020, actual operation data of WPP, SES and other types of generation, actual daily consumption levels in the UES of Ukraine. Methods of research. In the work the method of relative increments for the distribution of loads between the TPP, the mathematical methods of linear and nonlinear approximation using the least squares method, the graphical method of research, regression-correlation analysis using the package "Analysis of data" MS Excel was used.

The scientific novelty of the obtained results consists in the following:

For the first time, a methodology has been developed for forming long-term projected long-term power balances in the context of the era, which makes it possible to assess the impact of RES on the balance reliability in the UES of Ukraine by:

- determination of the hourly forecast level of unloading of the NPP, provided that in the forecast daily allowances for the power of the maximum forecast value of the installed capacity of the WEU and SES, in the current regulatory framework, is used;
- determination of the forecast limit value of the installed capacity of the WEU and SES, which will ensure the maximum possible generation of the NPP under the current regulatory framework;
- determination of the hourly forecast level of unloading of the NPP, provided that the maximum forecast value of the installed capacity of the WEU and SES is used in the forecast daily allowances in the absence of the minimum allowable components of the TPP equipment and their maximum range of working power;

- determination of the forecast limit value of the installed capacity of the WEU and SES, which will ensure the maximum possible generation of the NPP in the absence of the minimum allowable components of the TPP equipment and their maximum possible range of working power;
- determination of the forecast value of the hourly reserve for the balance of power, in the absence of the minimum allowable TES equipment and their maximum operating power range.

Practical value of the paper. Determination of the forecasted discharge levels of the NPP, provided that the use of the maximum forecast value of the installed capacity of the WPP and SES in daily allowances in the daily allowance will allow for the timely adoption of possible measures for adjusting annual charts of repairs and fuel companies for NPP units. Determination of the forecasted limits of the installed capacity of the WEU and SES, which will ensure the maximum possible generation of NPPs and the forecast values of the hourly hot reserve in conditions of full predicted generation of NPPs, WEU and SES, will allow to really assess the long-term potential of the UES of Ukraine for integration into the structure of its generation of RES and use in advance. all the necessary measures for its success.

Approbation of the results. The results of the master's thesis were made public at the XIV International Conference "Control and Management in Complex Systems" (CUSS-2018), which took place from 15 to 17 October 2018 with the publication of a scientific article in the conference proceedings.

Publications. A.I. Zamulko, Y.A. Veremiyuk, M.O Norets, Electricity Security Management System // XIV International Conference KUSS-2018 October 15-17, 2018 //

Software. To perform calculations in section 3 of the master's thesis, the following software was used: Comshare, RAB # 4; constructor, MS Excel.

Key words: solar power station, wind power plant, power balance, base generation, installed power, shunting power, power reserve, power range, minimum allowable equipment.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ.....	16
ВСТУП.....	17
РОЗДІЛ 1 ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ	21
1.1 Аналіз стану генеруючих потужностей ОЕС України та режимів їх роботи	21
1.2 Стан і розвиток сонячної та вітрової енергетики в провідних країнах світу. Статистика розвитку сонячної та вітрової електроенергетики України.	24
1.3 Перспектива побудови відновлюваних джерел енергії на території України	29
1.4 Визначення основних викликів та загрози що пов'язані зі збільшенням частки відновлюваних джерел енергії в покритті загального балансу потужності в ОЕС України.	32
Висновки до розділу 1.....	35
РОЗДІЛ 2 ФУНКЦІОНУВАННЯ ВІТРОВИХ ТА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ, ЇХ ВПЛИВ НА ФОРМУВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТІ В ОЕС УКРАЇНИ	36
2.1. Аналіз чинників та параметрів, які визначають ефективність використання сонячних та вітрових електростанцій	36
2.2 Аналіз фактичного рівня виробітку ВЕС та СЕС в ОЕС України у період 2017-2018 рр.	41
2.2.1 Визначення середньодобового рівня виробітку ВЕС та СЕС окремо для кожної пори року протягом 2017-2018 рр.	41
2.2.2 Побудова середньодобових профілів виробітку ВЕС та СЕС для кожної пори року протягом 2017-2018 рр.	43
2.2.3 Визначення погодинного коефіцієнту використання встановленої потужності для середньодобового рівня виробітку ВЕС та СЕС окремо для кожної пори року протягом 2017-2018 рр. та усередненого за два роки	44

2.3. Аналіз фактичного рівня споживання в ОЕС України протягом 2017-2018 рр.	46
2.4 Порівняльний аналіз профілів середньодобового виробництва СЕС та ВЕС з профілями середньодобового споживання в ОЕС України	48
Висновки до розділу 2.....	50
РОЗДІЛ 3 ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ФОРМУВАННЯ БАЛАНСІВ ПОТУЖНОСТІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ НА 2018, 2020 р.....	52
3.1 Методика визначення прогнозу електроспоживання ОЕС України.....	52
3.2 Методика визначення прогнозу необхідного покриття ОЕС України	53
3.3 Методика складання заданого графіку навантаження	55
3.3.1 Загальні положення складання заданого графіку навантаження	55
3.3.2 Вибір складу обладнання та розрахунок заданого графіка навантаження для виробників, які працюють за ціновими заявками.....	58
3.3.3 Метод відносних приростів для розподілу навантажень між ТЕС.....	70
3.4 Визначення вхідних параметрів для розробки усереднених балансів потужності на 2018 рік та прогнозних балансів потужності на 2020 рік.....	73
3.4.1 Проведення кореляційно-регресійного аналізу залежності рівня фактичного споживання 2016-2018 рр. від температури навколишнього середовища, побудова математичних моделей	73
3.4.2 Визначення середнього рівня споживання електричної енергії в ОЕС України на 2018 та прогнозного 2020 роки. Побудова профілів споживання 2018 та 2020 року	78
3.4.3 Розробка усереднених балансів потужності в ОЕС України на 2018.....	82
3.4.4 Визначення прогнозного рівня генерації СЕС та ВЕС на 2020 р.	85
3.4.5 Визначення прогнозного рівня генерації ТЕС, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС та АЕС на 2020 р.	87
3.5 Розробка прогнозних балансів потужності на 2020 р.	88
3.5.1 Розробка прогнозних балансів потужності на 2020 рік в умовах діючої нормативно-правової бази	88

3.5.2 Визначення граничної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС, що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС в умовах діючої нормативно-правової бази	91
3.5.3 Розробка прогнозних балансів потужності на 2020 р. в умовах відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС та їх максимально можливого діапазону робочої потужності	93
3.5.4 Визначення граничної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС в умовах відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС та їх максимально можливого діапазону робочої потужності	96
Висновки до розділу 3	100
4 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ	101
4.1 Опис ідеї проекту	101
4.2 Технологічний аудит ідеї проекту	103
4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	104
4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту	105
4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту	106
Висновки до розділу 4	107
ВИСНОВКИ	109
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	110
ДОДАТОК А	117
ДОДАТОК Б	121
ДОДАТОК В	125
ДОДАТОК Г	127
ДОДАТОК Д	131
ДОДАТОК Е	132
ДОДАТОК Є	133
ДОДАТОК Ж	134

ПЕРЕЛІК ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ

АЕС – атомна електростанція;

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії;

ВЕС – вітрова електростанцій;

ГАЕС – гідроакумуюча електростанція;

ГЕС – гідроелектростанція;

КВВП – коефіцієнт використання встановленої потужності;

МЕА – Міжнародна енергетична Асоціація;

ОЕС – об'єднана енергетична система;

СЕС – сонячна електростанцій;

ТЕО – техніко – економічне обґрунтування;

ТЕС – теплоелектростанція;

ТЕЦ – теплоелектроцентрально.

ВСТУП

Електроенергетична система України – це сукупність електростанцій-генераторів та споживачів що з'єднані між собою мережами та загальним режимом роботи. Графіки добового споживання і генерації електроенергії Об'єднаної Енергосистеми (ОЕС) України є досить нерівномірними. В той же час існує дефіцит так званих «маневрених» генеруючих потужностей, що можуть працювати в допустимому діапазоні тим самим приймаючи участь у регулюванні частоти енергосистеми так як з точки зору собівартості електроенергії «базові» блоки атомних електростанцій (АЕС) як правило працюють на одному стабільному рівні (технологічно складно, небезпечно та економічно недоцільно змінювати виробіток в часі). Загалом рівень маневреної генерації не перевищує 9%. В той же час економічні стимули для будівництва домашніх і промислових вітрових електростанцій (ВЕС) та сонячних електростанцій (СЕС) в Україні є одними з найпривабливіших у світі, що на фоні стійкої тенденції зниження вартості енергії, одержуваної від поновлюваних джерел, забезпечило їх бурхливе будівництво і проектування. Головною ж особливістю роботи ВЕС та СЕС є погана прогнозованість їх потужності навіть в короткостроковій перспективі та стохастичний режим роботи з можливістю швидких змін потужності, а також значні відмінності графіків виробництва ними електроенергії у різні, навіть суміжні розрахункові періоди.

Енергетичною стратегією України до 2030 року та Енергетичною стратегією України до 2035 року передбачається досягнення частки відновлювальних джерел енергії 11% до 2020 року. На сьогодні ця частка, за даними НКРЕКП, не перевищує 2%, яка успішно інтегрована до загальної структури генерації ОЕС України як в нормативно-правовому полі, так і з точки зору диспетчеризації. Загалом, вирішенням проблем, що пов'язані з інтеграцією відновлюваних джерел енергії до загальної структури генерації представлено в роботах авторів Лежнюка П. Д., Жаркіна А.Ф., Кириленка

О.В., Папкова Б.В., Денисюк С.П., Попова В.А., Огорокова В.Р., Костюковського Б.А., Кудрі С.О., Баска Б.І. Розен В.П., Дубовський С.В.

У більшості наукових досліджень у галузі відновлюваної енергетики зосереджено увагу на загальних і регіональних характеристиках відновлюваних джерел енергії та визначенні способів їх використання. Разом з тим, враховуючи значну кількість робіт закордонних та вітчизняних вчених дослідження граничних рівні встановленої потужності ВЕС та СЕС, що дозволять забезпечити роботу всієї наявної потужності АЕС, та проведення прогнозування величини гарячих резервів, що залишаться в управлінні при веденні диспетчерського режиму за умови використання потенційно повної наявної потужності АЕС ВЕС та СЕС є актуальною задачею для електроенергетики країни та складає напрям дослідження.

Метою дослідження є оцінювання впливу відновлюваних джерел енергії на структуру генерації в загальному балансі ОЕС України.

Для досягнення цієї мети вирішувалися наступні завдання:

- проведення аналізу нормативно-правового забезпечення, щодо формування балансів потужності;

- аналіз режимів генерації ВЕС та СЕС, визначення ефективності їх роботи;

- розробка прогнозних добових балансів потужності на 2020 рік, з врахуванням розвитку ВДЕ;

- визначення граничних умов інтеграції ВДЕ до балансу потужності на 2020 рік.

- удосконалення методу формування прогнозних балансів потужності в розрізі доби із врахуванням встановлених закономірностей розвитку ВДЕ

Предметом дослідження є методи та засоби формування добових балансів потужності ОЕС України з врахуванням впливу відновлюваних джерел енергії. Вихідні дані: прогнозні обсяги генеруючих потужностей, що вводяться за роками та виданих ТЕО, відновлюваних джерел енергії на 2020

рік, дані фактичної роботи ВЕС, СЕС та інших видів генерації, фактичні добові рівні споживання в ОЕС України.

Методи дослідження. В роботі використовувався метод відносних приростів для розподілу навантажень між ТЕС, математичні методи лінійної та нелінійної апроксимації за методом найменших квадратів, графічний метод дослідження, регресійно-кореляційний аналіз за допомогою пакету “Аналіз даних” MS Excel.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

Набула подальшого розвитку методика формування прогнозних довгострокових балансів потужності в розрізі доби, що дає змогу оцінити вплив ВДЕ на балансову надійність в ОЕС України шляхом:

- визначення погодинного прогнозного рівня розвантаження АЕС за умови використання в прогнозних добових балансах потужності максимальної прогнозної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС, в умовах діючої нормативно-правової бази;
- визначення прогнозної граничної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС, що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС в умовах діючої нормативно-правової бази;
- визначення погодинного прогнозного рівня розвантаження АЕС за умови використання в прогнозних добових балансах потужності максимальної прогнозної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС в умовах відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС та їх максимально можливого діапазону робочої потужності;
- визначення прогнозної граничної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС, що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС в умовах відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС та їх максимально можливого діапазону робочої потужності;
- визначення прогнозної величини погодинного гарячого резерву для балансу потужності, в умовах відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС та їх максимально можливого діапазону робочої потужності.

Практичне значення роботи. Визначення прогнозних рівнів розвантаження АЕС за умови використання в добових балансах потужності максимальної прогнозної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС дозволить завчасно вжити можливих заходів щодо коригування річних графіків ремонтів та паливних компаній для блоків АЕС.

Визначення прогнозних граничних величин встановленої потужності ВЕС та СЕС , що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС та прогнозних величин погодинного гарячого резерву для в умовах повної прогнозної генерації АЕС, ВЕС та СЕС дозволить реально оцінювати довгострокові можливості ОЕС України щодо інтеграції до структури своєї генерації ВДЕ та завчасно вжити всіх необхідних заходів задля її успішності.

Апробація результатів роботи. Результати магістерської дисертації були оприлюдненні на XIV міжнародній конференції “Контроль і управління в складних системах” (КУСС-2018) що проходила у період з 15 по 17 жовтня 2018 року.

Публікації. Веремійчук Ю.А., Замулко А. І., Норець М.О. Система управління безпекою постачання електроенергії. Збірник матеріалів конференції «XIV Міжнародна конференція Контроль і управління в складних системах (КУСС-2018)» ВНТУ, Вінниця, С.111.

Програмне забезпечення. Для виконання розрахунків у розділі 3 магістерської дисертації використовувалось наступне програмне забезпечення: Comshare, RAB#4; constructor, MS Excel.

РОЗДІЛ 1 ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ

1.1 Аналіз стану генеруючих потужностей ОЕС України та режимів їх роботи

Енергетика є основою національної економіки, системоутворюючою, базовою галуззю, провідним чинником її розвитку. Ефективне функціонування паливно-енергетичного комплексу є дуже вагомим для підвищення добробуту та забезпечення сталого економічного розвитку держави. Наразі світова енергетика характеризується високим рівнем ефективності, диверсифікацією виробничої структури та більш ефективним розташуванням енергетичних об'єктів. Зниження темпів росту енергоспоживання в промислово розвинених країнах пов'язане з ростом інвестиційних вкладень в енергозберігаючі технології, а не у виробництво самої енергії.

Основні генеруючі потужності ОЕС України зосереджені на [1-3]:

- чотирьох атомних електростанцій (15 енергоблоків, з яких 13 – потужністю по 1 000 МВт і 2 – потужністю 415 та 420 МВт);;
- каскадах з 8 гідроелектростанцій на річках Дніпро й Дністер із загальним числом гідроагрегатів – 103 одиниці, а також 3 гідроакumuлюючих станціях (11 ГА з потужністю від 33 МВт до 324 МВт);
- 14 ТЕС із блоками одиничною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт (97 енергоблоків, у тому числі потужністю: 150 МВт – 6, 200 МВт – 42, 300 МВт – 42, 800 МВт – 7 одиниць та 4 турбогенератора), а також 3-х великих ТЕЦ з енергоблоками 100 (120) МВт та 250 (300) МВт;

Встановлена потужність електростанцій ОЕС України представлена в Тпблиці 1.1

На більшості енергоблоків АЕС встановлені реактори серії ВВЕР-1000 (модель В-320), які за технічними характеристиками подібні до закордонних реакторів PWR. Три атомні енергоблоки вже відпрацювали свій проектний

30-річний ресурс, і термін їх експлуатації подовжено ще на 10 років (табл. 2.8). Найближчим часом закінчиться проектний термін експлуатації ще 3-х атомних енергоблоків. Одним із пріоритетних завдань діяльності експлуатуючої організації-оператора АЕС ДП «НАЕК «Енергоатом» є продовження термінів експлуатації діючих енергоблоків після вичерпання призначеного терміну служби. Обґрунтована тривалість додаткового строку експлуатації енергоблоків АЕС становить від 10 до 20 років і визначається в кожному конкретному випадку за результатами виконання переоцінки безпеки

Таблиця 1.1 Встановлена потужність електростанцій ОЕС України, МВт

	2015	2016	2017
АЕС	13835	13835	13835
ТЕС ГК	27803	24565,8	24565
ТЕЦ та блокстанції	6463	5946,8	5972,3
ГЕС	4698,5	4711	4719,2
ГАЕС	1185,5	1509,5	1509,5
ВЕС	427,6	300,4	328,4
СЕС	359,1	458	758,4
Інші(біомаса, біогаз)	54,4	62,6	96,9
Всього	54826,1	51338,3	51784,7

Гідроенергетика відіграє винятково важливу роль у функціонуванні української енергосистеми, оскільки ГЕС і ГАЕС є фактично єдиним джерелом її пікових потужностей, крім того, гідроакumuлюючі електростанції роблять внесок у згладжування нічних «провалів» споживання електроенергії

Технологічну основу генеруючих потужностей у тепловій енергетиці складають пиловугільні енергоблоки високих параметрів пари (13 МПа, 545⁰С) потужністю 150-200 МВт та пиловугільні та газомазутні енергоблоки надкритичних параметрів (24 МПа, 545⁰С) потужністю 300 та 800 МВт на

конденсаційних електростанціях. Електростанції з енергоблоками 150 МВт збудовані і введені в експлуатацію в 1959-1964 роках, 200 МВт – в 1960-1975 роках, 300 МВт – у 1963-1988 роках і 800 МВт – у 1967-1977 роках [2,4-5].

В останні роки в Україні, після надання значних преференцій технологіям, що використовують ВДЕ для виробництва електроенергії, вони почали достатньо швидко розвиватись. Розподіл виробництва електроенергії ВДЕ у 2017 році (рисунок 1.1) [3,6]

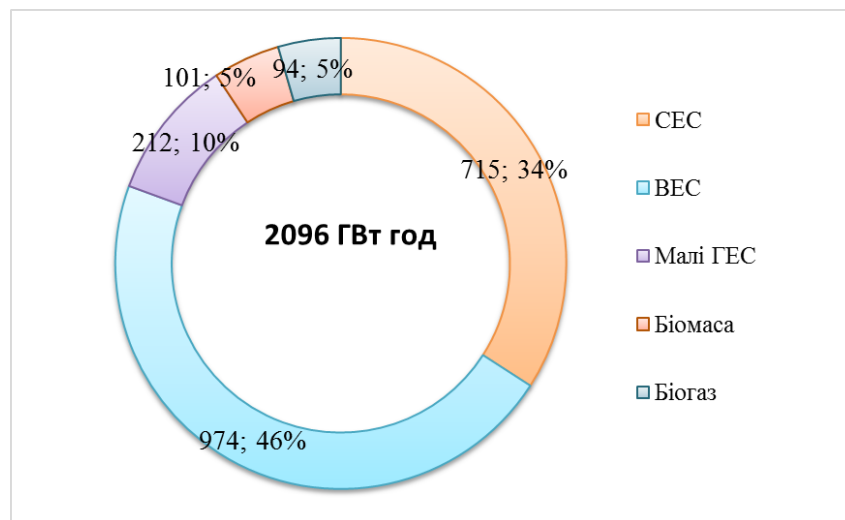


Рисунок 1.1 – Розподіл виробництва електроенергії ВДЕ у 2017 році

Крім того, функціонування великих електростанцій з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), особливо, що виробляють електроенергію з енергії сонця, вітру, характеризується різко змінними режимами роботи у складі Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, що призводить до додаткових витрат на диспетчеризацію електростанцій та підтримання резервних потужностей для регулювання режимів роботи електростанцій, які використовують енергію сонця, вітру. Слід зазначити, що витрати на диспетчеризацію і резервування зростають пропорційно встановленій потужності електростанції, які виробляють електроенергію з енергії сонця (СЕС), вітру (БЕС), та на сьогоднішній день не компенсуються власниками цих електростанцій. А наявність достатніх обсягів резервних енергогенеруючих потужностей для підтримання балансу між попитом і

пропозицією на ринку електричної енергії є важливим фактором надійної та безпечної роботи ОЕС України.

1.2 Стан і розвиток сонячної та вітрової енергетики в провідних країнах світу. Статистика розвитку сонячної та вітрової електроенергетики України.

Сучасні тенденції та досвід використання відновлюваних джерел енергії в енергетичних цілях є важливим для України, де відновлювана енергетика перебуває на початковому етапі розвитку та потребує ефективних механізмів державної підтримки на зразок кращих світових практик. Відновлювана енергетика стрімко розвивається в постіндустріальних країнах світу, зростає її частка в світовому енергетичному балансі. Очевидно, що ці тенденції зберігатимуться, охоплюючи усе більше країн [4,7-8]

Аналітики Міжнародної енергетичної Асоціації (МЕА) прогнозують, що обсяги виробництва енергії з відновлюваних джерел в усьому світі перевищать обсяги генерації із використанням природного газу на найближчу перспективу. Адже країни ЄС, Латинської Америки, США і Японія активізують переведення своїх енергосистем із традиційних джерел на альтернативні [5,6,9].

Згідно з прогнозами Європейської Асоціації Біомаси (АЕВІОМ), у 2020 р. загальна частка відновлюваної енергетики у Європі досягне 20,7%, а

Згідно з довгостроковими прогнозами Європейської ради з відновлюваних джерел енергії у 2050 році вся теплова енергія в ЄС буде вироблятися з відновлюваних джерел. МЕА висуває досить оптимістичні прогнози щодо розвитку відновлюваної енергетики також в країнах, що не є членами Організації економічного співробітництва та розвитку (ОЕСР). Очікується, що ці країни, в тому числі Китай, забезпечать 60% світового зростання в галузі ВДЕ до кінця 2018 року. Таке швидке розгортання відновлюваної енергетики в цих країнах у повній мірі компенсує уповільнення розвитку галузі в інших регіонах світу, зокрема, у Європі та

США, де ринки відновлюваної енергетики сформувалися раніше і є досить структурованими та насиченими [7-8,10].

Все більш конкурентоспроможними в порівнянні із традиційною стають сонячна та вітрова енергетика. Вітроенергетика успішно конкурує з новими електростанціями, що працюють на викопному паливі, у Бразилії, Туреччині, Великобританії та Новій Зеландії.

Сонячні електростанції економічно ефективні на регіональних ринках, де спостерігається висока пікова ціна на електроенергію, зумовлена роботою енергоблоків, що використовують дорогі нафтопродукти, та де наявна висока сонячна активність і, відповідно, велика продуктивність сонячних модулів. У деяких країнах світу (США, Бразилія, ЄС та ін.) вже досягнуто так званого мережевого паритету – вартість сонячної енергетики зрівнялась і ще продовжує знижуватися в порівнянні із традиційною. А собівартість електроенергії, виробленої локальними сонячними електростанціями у низці країн, може бути навіть нижчою, ніж роздрібні ціни на електроенергію [9,11-13].

В той же час Світовий банк рекомендує, щоб в усьому світі частка відновлюваних джерел енергії збільшилася до 2030 року з нинішніх 18% до 36% [10,14-15] .

Окрім цього, згідно з вимогами ООН відновлювану енергетику доцільно розвивати у всіх країнах світу як один з вагомих інструментів утримання глобального потепління на рівні не більше 20⁰С. Відповідно до Паризької угоди Рамкової конвенції ООН зі змін клімату 2016 року, розвинуті держави зобов'язуються надавати фінансову та технічну допомогу країнам, що розвиваються, на реалізацію проектів з використання ВДЕ. Більшість учасників Паризького саміту ООН зійшлися на думці, що до 2050 р. світ має повністю відмовитися від викопних енергоресурсів та стовідсотково перейти на відновлювані джерела енергії [11,16].

Такі прогнози є цілком реальними, якщо проаналізувати сучасні темпи розвитку відновлюваної енергетики в розвинутих країнах світу, які прагнуть до енергетичної незалежності та зменшення шкідливого впливу на довкілля.

З метою узагальнення світових тенденцій інвестування у відновлювану енергетику доцільно розглянути основні технології відновлюваної енергетики, які впроваджуються провідними державами світу [12,17] .

Відповідно лідируючі позиції займають передові економіки світу – Китай, США та Німеччина.

У роботі MEA «*Market Report Series. Renewables 2017*» станом на кінець 2016 р. наведено сталу динаміку нарощування енергетичних потужностей на основі ПДЕ. Водночас відзначено тенденцію виведення з роботи вугільних енергоблоків (зменшення потужностей майже на 30 ГВт) та зниження потужностей енергоблоків на природному газі майже на 20 ГВт, що видно з наступної діаграми (Рисунок 1.2). [10,17-18]

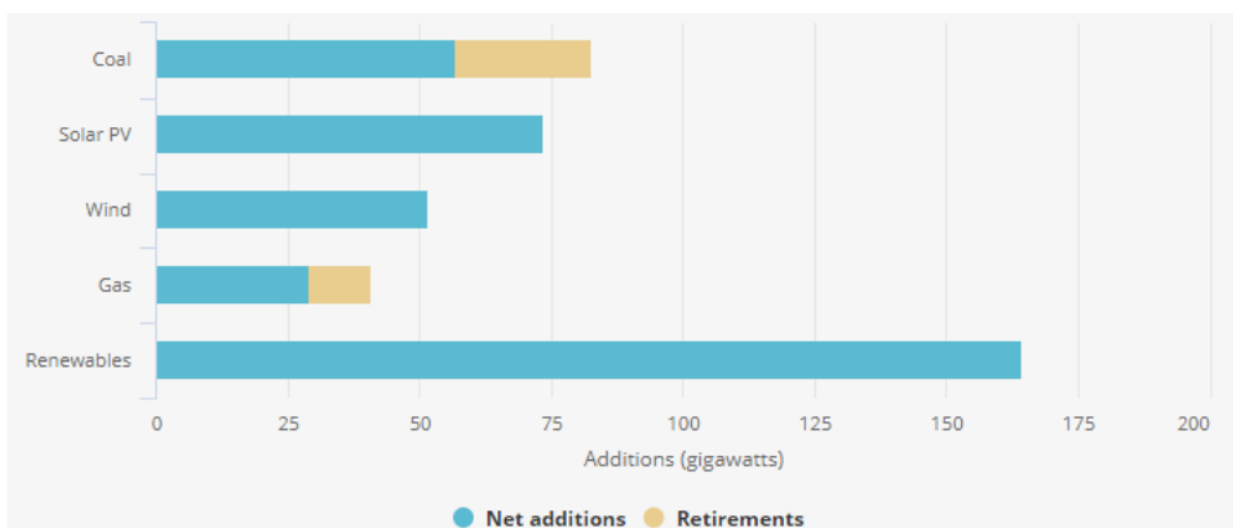


Рисунок 1.2 – Встановлена потужність за видами палива.

Обсяги виробництва вітрової та сонячної енергії разом складатимуть більше 80% загального потенціалу ВДЕ до 2022 р. За основним сценарієм MEA сумарна встановлена потужність об'єктів сонячної енергетики у світі досягне 740 ГВт до 2022 р. – це більше, ніж загальна сумарна потужність Індії та Японії сьогодні [15-18].

Відповідно до звіту МЕА розгортання введення нових потужностей ПДЕ зумовлене значним зниженням питомих витрат на їх розвиток з відповідною інвестиційною та державною підтримкою. Зокрема, у 2016 р. нарощування обсягів нових потужностей «чистої» електроенергії зросло майже на дві третини – в експлуатацію введено близько 165 ГВт.

Натомість в нашій державі з початку 2015 року по I півріччя 2018 року потужність об'єктів відновлюваної електроенергетики (без урахування тимчасово окупованої території АР Крим), яким встановлено «зелений» тариф, збільшилась на 766 МВт (з 967 МВт до 1 733 МВт), з них введено в експлуатацію [3]:

- у 2015 р. – 32 МВт;
- у 2016 р. у 4 рази більше – 136 МВт;
- у 2017 р. у 2 рази більше – 291 МВт;
- у I півріччі 2018 р. більш ніж за весь 2017 рік – 307 МВт.

У будівництво 766 МВт потужностей об'єктів відновлюваної електроенергетики інвестовано понад 740 млн євро.

Станом на кінець I півріччя 2018 року в Україні працює 4919 об'єктів відновлюваної електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, загальною потужністю 1733 МВт, з них:

- 260 СЕС загальною потужністю 948 МВт;
- 5 ВЕС загальною потужністю 515 МВт.

За I півріччя 2018 року було введено 1727 об'єктів відновлюваної електроенергетики загальною потужністю 307 МВт, з них:

- 61 об'єкт сонячної енергетики загальною потужністю 206 МВт;
- 5 об'єктів вітроенергетики загальною потужністю 50 МВт;
- 1650 сонячних домогосподарств загальною потужністю 38 МВт.

За 6 місяців 2018 року об'єктами відновлюваної енергетики, яким видано «зелений» тариф, вироблено близько 1370 млн кВт·год електроенергії, з них:

- вітроелектростанціями – 568 млн кВт·год;

- сонячними електростанціями – 499 млн кВт·год;
- сонячним станціями домогосподарств – 33 млн кВт*год.

З 2015 по I півріччя 2018 року надбавку до «зеленого» тарифу за використання обладнання українського виробництва отримали 29 об'єктів відновлюваної електроенергетики загальною потужністю 157,7 МВт, з них [3]:

- 17 СЕС загальною потужністю 134,1 МВт;
- 6 ВЕС загальною потужністю 17,6 МВт;
- 5 МГЕС загальною потужністю 0,9 МВт;
- 1 Біо загальною потужністю 5,12 МВт.

Станом на кінець II кварталу 2018 року загальна кількість сонячних станцій приватних домогосподарств, яким встановлено «зелений» тариф, складає 4660 станцій, з яких у I півріччі 2018 року було встановлено 1650 станцій.

За 6 місяців 2018 року загальна встановлена потужність сонячних станцій приватних домогосподарств зросла на 38 МВт та склала 89 МВт.

Загальносвітова тенденція свідчить, що левову частку інвестицій в альтернативну енергетику становлять інвестиції в проекти СЕС та ВЕС. Обсяг інвестицій у проекти СЕС та ВЕС за період 2012-2016 роки в світі становили 92% загальних інвестицій у відновлювану енергетику. Схожа тенденція щодо рівня інвестування у проекти СЕС та ВЕС спостерігається в Україні.

Також в Україні спостерігається аналогічна до світових тенденція до зменшення капітальних витрат (CAPEX) по проектах будівництва СЕС, ВЕС, що зумовлюється поступовим здешевленням обладнання внаслідок активного розвитку технологій в цій сфері, наявністю реальної конкуренції між виробниками обладнання та матеріалів, отриманням знижок від виробників обладнання дивелоперами, які реалізують серійні проекти.

За останні роки значно знизилась вартість електричної енергії, виробленої з енергії сонця. Так, за даними звіту [6-7] IRENA «Renewable

Power Generation Costs in 2017»¹ одним з основних чинників такого зниження є зниження вартості сонячних панелей на 81% порівняно з 2009 роком. Середньозважена приведена вартість електричної енергії, виробленої з енергії сонця, зменшилась протягом 2010-2017 років на 73% до 0,1 долару за 1 кВт/год.

1.3 Перспектива побудови відновлюваних джерел енергії на території України .

На виконання ухваленого в жовтні 2012 р. Рішення Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства D/2012/04/МС-ЕпС Про впровадження Директиви 2009/28/ЕС про заохочення до використання енергії, виробленої з відновлюваних джерел розпорядженням Кабінету Міністрів України від 01.10.2014 р №902-р затверджено Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року (НПД ВЕ) та План заходів з реалізації Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року. [12-16].

Головною метою НПД ВЕ є доведення до 2020 р. частки енергії, отриманої з поновлюваних джерел енергії у кінцевому енергоспоживанні країни до 11%, що дозволить до 2020 р. зменшити використання традиційних первинних енергоресурсів в обсязі 8,6 млн т н.е. або 9,2 млрд м³ природного газу.

На виконання Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року Держенергоефективності разом з Інститутом відновлюваної енергетики НАН України та профільними асоціаціями розроблено проект Дорожньої карти розвитку відновлюваної енергетики України на період до 2020 року щодо сприяння залученню інвестицій у розвиток сфери відновлюваної енергетики України.

Відповідно до Закону України від 04.06.2015 р. №514-VIII Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов

виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії «зелений» тариф розраховується відповідно до курсу євро. Цим Законом скасовано вимоги до «місцевої» складової; введено «зелений» тариф для СЕС і ВЕС приватних домогосподарств потужністю до 30 кВт та введено надбавку до «зеленого» тарифу за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва.

Розвиток розподіленої генерації в енергосистемах країни в умовах нарощування потужностей ПДЕ сприятиме мінімізації втрат електроенергії в електромережах (мінімізуються втрати при передаванні електроенергії на великі відстані, розвантажуються електромережі, не потрібне додаткове мережеве будівництво) [17-19].

Закон України від 05.12.2017 р. №2222-19 Про приєднання України до Статуту Міжнародного агентства з відновлювальних джерел енергії (IRENA) сприятиме виконанню міжнародних зобов'язань щодо досягнення у 2020 році 11% енергії з поновлюваних джерел в енергетичному балансі. Зокрема, участь дозволить: подавати заявки до Абудабійського фонду розвитку щодо отримання пільгових кредитів на «зелені» проекти; залучати світові інновації у поновлюваній енергетиці; 94 отримувати рекомендації IRENA щодо покращення законодавства у сфері поновлюваної енергетики тощо

У Звіті ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО» сформовано Цільовий сценарій, реалізація якого при помірних темпах зростання потужності генерації електроенергії з використанням ВДЕ може забезпечити балансову надійність генерувальних потужностей при мінімальному зростанні цін на електроенергію в період найближчих 10 років. Також проведено Аналіз впливу введення ВЕС і СЕС на розвиток економіки, формування структури генеруючих потужностей та зміну цін на електроенергію [20-22].

Недостатня прогнозованість генерації ВЕС та СЕС навіть у короткостроковій перспективі обумовлює значне зростання вимог до маневрених потужностей ОЕС України для компенсації їх нестабільності.

За оцінкою ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО» максимальна встановлена потужність СЕС та ВЕС, яку може приєднати ОЕС України без ризику розбалансування енергосистеми, не перевищує 3 ГВт (до грудня 2019 р.). Подальше нарощування потужності ВДЕ відповідно до раніше виданих технічних умов (7,426 ГВт) без зниження базової потужності АЕС та відповідного збільшення генерації вугільних ТЕС для забезпечення необхідних обсягів резервів, стане можливим за умови введення в роботу швидкодіючого мобільного резерву потужністю до 3 ГВт (газопоршневі станції, ГАЕС). Крім зазначеного, режимне балансування роботи енергосистеми в умовах розвитку нестабільної генерації з ПДЕ можливе шляхом впровадження на ринку електроенергії системи регулювання попиту та впровадження ринку допоміжних послуг [23-27].

Для спрощення та уніфікації процедур з приєднання об'єктів ПДЕ до електромереж ОЕС України ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО» розроблено та введено у тестовому режимі «єдине вікно» для потенційного інвестора. Нова інтерактивна мапа мережі Укренерго, на яку нанесено усі підстанції компанії, а також «зелений калькулятор» з визначення вартості підключення допоможуть отримати інформацію щодо наявності технічної можливості та рекомендацій з підключення об'єктів. Подати заяву в режимі он-лайн на виконання комплексу заходів з приєднання та підключення електроустановок можливо шляхом заповнення відповідних електронних форм. Термін видачі технічних умов на приєднання скоротився до 15 днів. Завдяки впровадженню «єдиного вікна» кількість звернень щодо приєднання об'єктів ВДЕ зросла у 1,5 рази [24,28-30].

Крім того ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО» розроблено проекти нормативних документів: «Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з ОЕС України» II редакція; «Визначення необхідних умов і алгоритмів врахування ВЕС та СЕС при налаштуванні протиаварійних автоматичних пристроїв»; «Методичні рекомендації щодо визначення необхідних умов і алгоритмів врахування ВЕС та СЕС при налаштуванні

пристроїв автоматичного запобігання порушення стійкості (АЗПС) у перетинах ОЕС України на режим роботи яких вони мають вплив» [26,31]

ДП «НЕК «Укренерго» презентовано розроблене НПЦР ОЕС України техніко-економічне обґрунтування будівництва інфраструктури збору і видавання потужності СЕС встановленою потужністю до 1200 МВт (еквівалент Придніпровської ТЕС) у Чорнобильській зоні відчуження. Проект передбачає будівництво ПС напругою 330/110 кВ, 11 ПС напругою 110/10 кВ та близько 54 км ліній електропередавання напругою 110 кВ. Це перший проект в Україні, у якому передбачено встановлення систем накопичення енергії, що дозволяє мінімізувати вплив нестабільної генерації об'єктів ПДЕ на режим роботи ОЕС України. Застосування систем акумулювання енергії дозволяє зменшити витрати на підтримання балансу в електромережі в період пікових навантажень; забезпечити безперервність та гнучкість постачання електроенергії; більш раціонально використовувати національні та регіональні електромережі; зменшити ризик перевантаження в електромережах та значно підвищити рівень безпеки системи розподілення як у поточному режимі, так і в аварійних умовах, або надзвичайних ситуаціях.

1.4 Визначення основних викликів та загрози що пов'язані зі збільшенням частки відновлюваних джерел енергії в покритті загального балансу потужності в ОЕС України.

В Україні особливої нагальності та гостроти проблемі енергетичного переходу надає загроза енергетичній безпеці. На думку відомого німецького політика Ханса Йозефа Фелла, автора «зеленого тарифу» в Німеччині та людини, [27] розвиток відновлюваної енергетики та впровадження заходів з енергозбереження в Україні – єдиний шлях для подолання залежності від імпорту традиційних енергоресурсів, особливо газу та ядерного палива.[28]

Графіки добового споживання і генерації електроенергії Об'єднаної Енергосистеми (ОЕС) України є досить нерівномірними. В той же час існує

дефіцит так званих «маневрених» генеруючих потужностей, що можуть працювати в діапазоні потужностей тим самим приймаючи участь у регулюванні частоти енергосистеми. В той час як дешеві з точки зору собівартості електроенергії «базові» блоки атомних електростанцій (АЕС) як правило працюють на одному стабільному рівні (технологічно складно, небезпечно та економічно недоцільно змінювати виробіток в часі). Загалом рівень маневреної генерації не перевищує 9%. В той же час економічні стимули для будівництва домашніх і промислових ВЕС і СЕС в Україні є одними з найпривабливіших у світі, що забезпечило їх бурхливе будівництво і проектування. Головною ж особливістю роботи ВЕС та СЕС є погана прогнозованість їх потужності навіть в короткостроковій перспективі та стохастичний режим роботи з можливістю швидких змін потужності, а також значні відмінності графіків виробництва ними електроенергії у різні, навіть суміжні розрахункові періоди, що ілюструє рисунок 1.3.

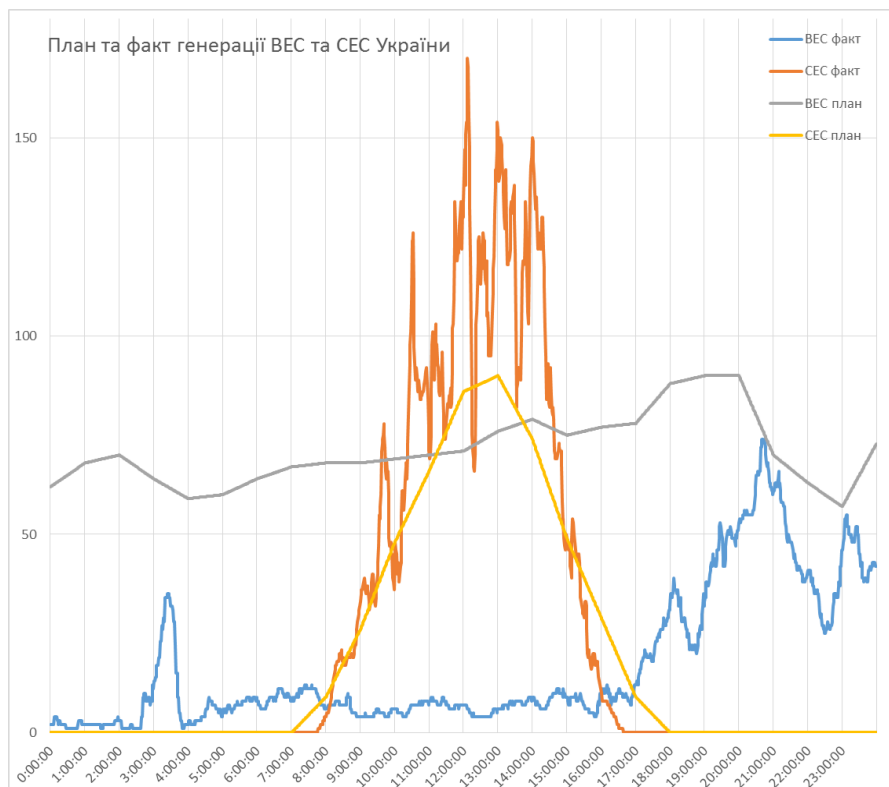


Рисунок 1.3 – Запланований та фактичний графік генерації ВЕС та СЕС (за даними ДП "НЕК "Укренерго")

Тому, можливість інтеграції до складу ОЕС України потужностей ВЕС та СЕС буде обумовлюватись можливостями забезпечення виконання вимог адекватності генерації – можливість підтримки постійного балансу між генерацією і споживанням електричної енергії при нормативній її якості при забезпеченні необхідного рівня резервних потужностей.

Виробництво електричної енергії з енергії сонця все більше стає конкурентним по відношенню до виробництва з традиційних джерел, навіть без державної підтримки. Європейський досвід свідчить про зниження темпів стимулювання розвитку виробництва електроенергії з енергії сонця.

Значна кількість країн ЄС почали запроваджувати конкурентні процедури для надання державної підтримки значно раніше за власною ініціативою.

Сьогодні перед відновлюваною енергетикою у глобальному масштабі постали низка ризиків в сфері використання її потенціалу. Україна також може стикатися з подібними ризиками при реалізації потенціалу REmap 2030. Перший ризик пов'язаний з високими капітальними витратами на інвестиції у відновлювану енергетику. На капітальні витрати зазвичай впливають місцеві економічні умови на момент будівництва установки, такі як умови фінансування, амортизації, а також, потенційно, тип інвестора або джерела фінансування. Це можуть бути місцеві або закордонні компанії, або держава безпосередньо або через механізми, які належать державі. Сьогодні в Україні фінансування дороге коштує. У 2014 році відсоткові ставки на позики у гривні перевищили 25%. Висока собівартість фінансування сама по собі діє як бар'єр для інвестицій. Більше того, більшість промислових підприємств України мають малий розмір прибутку та обмежену здатність інвестувати у модернізацію, а високі відсоткові ставки за позиками знижують доступність коштів. У першій половині 2014 року сукупний портфель позик банківської системи України скоротився на 8% через високі ставки та небажання банків надавати позики. Усунення основних факторів ризику допоможе прискорити процеси надання позик в Україні. До того, як це буде досягнуто, важливими

можуть бути такі заходи як уливання капіталу в банки, забезпечення ліквідності та використання міжнародних джерел фінансування та досвіду. Другим за важливістю є ризик зміни політики в сфері відновлюваної енергетики, що викликає недовіру серед інвесторів. Передбачувана та стабільна політика впродовж тривалого строку буде важливим фактором сприяння безперервності інвестицій у технології відновлюваної енергетики. На закінчення, значна частка працюючих потужностей та потенціалу відновлюваної енергетики, який має бути використаний, щоб досягти цілі НПДВЕ 202 та REmap 2030, знаходиться у східній частині України [28-31].

Висновки до розділу 1

1. У сучасному світі домінує тенденція до стрімкого зростання відновлюваної енергетики, особливо у високорозвинутих країнах. Прогнозується, що тенденція до нарощування виробничих потужностей відновлюваної енергетики спостерігатиметься і в майбутньому. За умов зростання енергетичних потреб та необхідності зменшення шкідливого антропогенного впливу на довкілля, в багатьох країнах світу прийнято державні програми та стратегії, що закріплюють поступове нарощування обов'язкової частки ВДЕ в енергетичному балансі. Поряд з цим, розвиток галузі потребує великих капіталовкладень та стабільної політики на загальнодержавному й регіональному рівнях.

2. Функціонування великих електростанцій з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), особливо, що виробляють електроенергію з енергії сонця, вітру, характеризується різко змінними режимами роботи у складі Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, що призводить до додаткових витрат на диспетчеризацію електростанцій та підтримання резервних потужностей для регулювання режимів роботи електростанцій, які використовують енергію сонця, вітру.

РОЗДІЛ 2 ФУНКЦІОНУВАННЯ ВІТРОВИХ ТА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ, ЇХ ВПЛИВ НА ФОРМУВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТІ В ОЕС УКРАЇНИ

2.1. Аналіз чинників та параметрів, які визначають ефективність використання сонячних та вітрових електростанцій

На сьогодні позитивна динаміка розвитку сонячної енергетики в Україні пояснюється не лише сприятливими кліматичними чинниками, а й створенням належної нормативно-правової бази для регулювання цієї галузі [14].

Проте слід зазначити й деякі недоліки. По-перше, для відносно невеликої величини потужності сонячної енергетики потрібне використання великих земельних площ під електростанції. Для проекту СЕС дуже важливим є вирішення питання оренди землі, бажано вибрати землю не сільськогосподарського призначення і не розпайовану. На 1 МВт приходить орендувати біля 2,5 га землі.

По-друге, СЕС не працює вночі і недостатньо ефективно працює у ранкових і вечірніх сутінках. При цьому пік споживання електроенергії припадає саме на вечірні години.

Крім того, вироблення електроенергії може стрімко і несподівано коливатися внаслідок змін погоди. Для подолання цих недоліків потрібно або використовувати ефективні електричні акумулятори (на сьогодні це поки що невирішена проблема), або будувати гідроакумулюючі станції, які теж займають велику територію, або використовувати концепцію водневої енергетики, яка також поки далека від економічної ефективності. Проблема залежності потужності сонячної електростанції від часу доби і погодних умов може бути вирішена спорудженням сонячних аеростатних електростанцій. Ще один шлях вирішення проблеми - будівництво гібридних електростанцій,

тобто вдень електроенергія виробляється параболічними концентраторами, а вночі - з вітру.

По-третє, сонячні фотоелементи високовартісні. Ймовірно, з розвитком технології цей недолік буде подолано. Ще одним недоліком є недостатній ККД сонячних елементів. Крім того, поверхню фотоелектричних панелей періодично потрібно очищувати від пилу та інших забруднень.

Ефективність фотоелектричних елементів значно знижується при їх нагріванні, тому виникає необхідність в установці систем охолодження, зазвичай водяних. Знижується вона також і через 30 років експлуатації, що теж належить до проблемних питань. Незважаючи на екологічну чистоту отримуваної енергії, самі фотоелементи містять отруйні речовини, наприклад, свинець, кадмій, галій, миш'як тощо, у їх виробництві використовуються також інші небезпечні речовини.

Сучасні фотоелементи мають обмежений термін експлуатації (30-50 років), їх активне застосування передбачатиме виникнення проблеми їх утилізації. Тому останнім часом починає активно розвиватися виробництво тонкоплівкових фотоелементів, у складі яких міститься близько 1 % кремнію, завдяки чому вони дешевші у виробництві, але поки мають меншу ефективність [29, 30].

Отже, сонячне випромінювання є загальнодоступним і невичерпним джерелом енергії. Теоретично сонячна енергетика вирізняється повною безпечністю для навколишнього середовища, якщо не брати до уваги наявність отруйних речовин у фотоелементах [30-34].

Фотоелектричні системи мають дві основні системи: перша – це яка складається з сонячних панелей, контролера, інвертора. Така схема використовується там, де є велике споживання електроенергії на великих сонячних станціях. Це виробництво, учбові заклади, багатоквартирні будинки. Друга схема складається з сонячних панелей, контролера, інвертора та акумуляторних батарей. Ця схема використовується для невеликих сонячних станцій потужність до 10 кВт, на великих приватних будинках,

садибах «зеленого туризму». Вартість таких систем від 500 до 25 тисяч доларів. Термін окупності фотоелектричних систем без продажу електроенергії по «зеленого тарифу» 5-20 років, а при продажі по «зеленому тарифу» 7-8 років.

Немаловажним фактором для використання фотоелектричних панелей (перетворювачів) є їх підвищення ККД. Підвищення ККД фотоелектричних перетворювачів розвивається у 3-х напрямках. Перший – це конструктивні вдосконалення [34-37].

До них належать: - збільшення поверхні сонячних панелей; - антивідбивні покриття, які допомагають наростити частку випромінювання, що проходить у кремнієвих напівпровідниках; - оптичні концентратори сонячних потоків; - плоскі, відбивні концентратори сонячних потоків; - примусове охолодження поверхонь фотоелектричних панелей. Другий напрямок становлять технологічні вдосконалення (використання нових матеріалів).

Тут перспективним слід уважати: - тонкі плівки Si, отриманні надвисоким частотним хімічним осадженням з парової фази (CVD) на підкладках металічних і склоподібних, це економить напівпровідниковий матеріал у понад 10 разів; - багат шарові структури напівпровідника з градієнтом ширини забороненої зони E_g від «оптичного вікна» до значень, характерних для вузькоцилінних матеріалів. Це дає можливість використовувати для генерування струму довгохвильові кванти ІЧ діапазона; - органічні напівпровідники, у яких ефективність перетворення сягає 7-10 %. Третій напрям - це нові принципи роботи сонячних панелей, а саме: - панелі на основі квантових надграток, які практично використовують весь спектральний діапазон сонячного випромінювання; - квантові точки, збудовані в напівдіелектричній матриці.

Напрямок сонячної енергетики перспективний, тому що власники встановлюючи сонячні батареї на своїх будинках (на стінах і дахах), потужністю приблизно до 30 кВт, (саме стільки прописує законодавство для

приватних домогосподарств), продаючи надлишок енергії по «зеленому тарифу», можуть розраховувати на окупність у 5-10 років.

Крім цього вони можуть використовувати отриману електроенергію для опалення власних будинків, встановивши, наприклад, електрочотел. Варто примітити, що ефективність міні електростанції залежить від багатьох чинників:

- кліматична зона (південь України чи північ)
- пора року (влітку більше сонячного проміння, тому і ефективність більша, взимку – менша)
- кут нахилу панелей (оптимальний 30° - 45°)
- погода (хмарність і ясність)
- час доби
- якість виробника [2].

Однак їхня ефективність також дуже залежить від вказаних чинників для сонячних панелей. Переваги використання сонячних батарей на даху будинку:

- безкоштовне і практично невичерпне джерело енергії;
- робота не завдає шкоди навколишньому середовищу;
- обслуговування полягає в періодичному очищенню панелей від пилу;
- можливість отримання електроенергії в місцях, де відсутні централізовані мережі електрики;
- можливість комбінування різних джерел електроживлення, тобто в ясну погоду можна включати сонячні батареї, а в погану використовувати звичайний джерело електроенергії.

Недоліки:

- порівняно високі ціни на обладнання для отримання енергії;
- невисокий коефіцієнт корисної дії;
- залежність від активності сонячних променів при різних кліматичних умовах використання. Перспективи:

- виготовлення покрівельних елементів (черепиці) із вбудованими фотоелементами, що значно здешевлює сонячні установки на даху.
- постійні світові вдосконалення у галузі сонячної енергетики [3].

Вітрова енергетика. У вітроенергетичному секторі на даний час працюють біля 70 країн світу. Серед країн з найбільшими потужностями вітроенергетики – Німеччина, США, Іспанія, Індія, Китай, Данія. В США до 2020 року планується досягти 15 % виробництва електроенергії за рахунок вітру, вдосконалюються турбіни, розширюється діапазон швидкостей вітру, які можуть бути використані вітроустановками. Україна має власні розробки вітроенергетичних установок (ВЕУ) та власне промислове виробництво, є і ліцензійні ВЕУ. Працюють вісім вітрових електростанцій (ВЕС) в Криму, Приазов'ї та в Карпатському регіоні. Починаючи з 1997 року, коли була прийнята Комплексна програма будівництва ВЕС, вітроенергетика в Україні отримала державну підтримку у виді надбавки до тарифу за електроенергію та прямого фінансування [38-43].

Переваги:

– екологічно-чистий вид енергії. Виробництво електроенергії за допомогою "вітряків" не супроводжується викидами вуглекислого чи будь-якого іншого газу.

–ергономіка. Вітрові електростанції займають мало місця і легко вписуються в будь-який ландшафт, а також відмінно поєднуються з іншими видами господарського використання території.

–відновлювана енергія. Енергія вітру, на відміну від викопного палива, невичерпна.

–краще рішення для важкодоступних місць. Для віддалених місць встановлення вітрових електрогенераторів може бути найкращим і найдешевшим рішенням із можливих.

Недоліки:

Нестабільність. Нестабільність полягає в відсутності гарантій отримання необхідної кількості електроенергії. На деяких ділянках суші сили вітру

може виявитися недостатньо для вироблення необхідної кількості електроенергії.

– відносно невисокий вихід електроенергії. Вітрові генератори значно поступаються у виробленні електроенергії дизельним генераторам, що призводить до необхідності встановлення відразу декількох турбін. Крім того, вітрові турбіни неефективні в період пікових навантажень [43].

– висока вартість. Вартість установки потужністю 1 МВт становить 1 мільйон доларів. Хоч зрозуміло, що установки меншої потужності мають меншу вартість.

– небезпека для дикої природи. Обертові елементи турбіни становлять потенційну небезпеку для деяких видів живих організмів. Згідно зі статистикою, лопаті кожної встановленої турбіни є причиною загибелі не менш як чотирьох особин птахів на рік.

– шумове забруднення. Шум від "вітряків" може викликати занепокоєння, як диких тварин, так і людей, які проживають поблизу. [44]

2.2 Аналіз фактичного рівня виробітку ВЕС та СЕС в ОЕС України у період 2017-2018 рр.

2.2.1 Визначення середньодобового рівня виробітку ВЕС та СЕС окремо для кожної пори року протягом 2017-2018 рр.

Вплив різних типів ВДЕ на режими роботи енергосистем не однаковий. Так, для оцінки режимів роботи ВЕС, для яких характерним є флуктуаційний характер, можуть бути застосовані методи прогнозування, що дають достатньо точні результати, особливо короткострокове прогнозування. Для СЕС провести якісне прогнозування значно складніше, оскільки величина генерування їх значно залежить від детальної інформації про ступінь, структуру, рівні та рух існуючих хмар у безпосередній близькості від об'єкта, що досліджується [45-51].

На основі даних ДП "Енергоринок" щодо погодинного фактичного виробітку електроенергії ВЕС та СЕС за січень, квітень, липень та жовтень у період з 2017 до 2018 рр. було визначено середньодобовий виробіток для кожного з цих місяців, назвемо його виробітком ВЕС та СЕС для типових діб пори року. Дані середньодобового погодинного виробітку електроенергії ВЕС та СЕС представлено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 Середньодобовий погодинний виробіток електроенергії ВЕС та СЕС для кожної пори року.

Годин а доби	2017								2018							
	січень		квітень		липень		жовтень		січень		квітень		липень		жовтень	
	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС
01:00	121	0	103	0	89	0	131	0	153	0	154	0	74	0	171	0
02:00	119	0	96	0	88	0	125	0	151	0	151	0	74	0	172	0
03:00	119	0	91	0	80	0	132	0	151	0	152	0	72	0	172	0
04:00	118	0	90	0	80	0	129	0	153	0	151	0	72	0	170	0
05:00	117	0	86	0	82	0	122	0	152	0	148	0	69	0	169	0
06:00	116	0	82	0	88	0	119	0	162	0	148	0	72	0	175	0
07:00	111	0	86	2	81	10	120	0	165	0	143	6	62	21	177	0
08:00	113	0	87	29	64	55	123	8	166	1	130	66	39	96	177	18
09:00	111	12	85	95	60	147	109	58	158	18	112	189	37	226	163	145
10:00	104	46	89	171	62	234	106	128	154	66	107	325	43	355	146	318
11:00	96	92	98	237	66	303	111	190	153	128	107	434	52	451	149	461
12:00	91	117	103	277	73	347	115	233	150	165	113	515	63	502	159	548
13:00	88	124	108	291	76	364	119	246	149	169	123	538	75	512	167	577
14:00	85	113	113	283	77	366	119	234	146	150	135	530	83	501	164	556
15:00	84	79	118	259	77	342	120	211	145	107	147	491	93	458	164	487
16:00	85	32	121	222	75	306	118	160	146	48	152	420	87	399	162	369
17:00	86	3	117	167	74	244	118	95	149	7	154	321	87	316	154	211
18:00	97	0	112	99	70	166	118	30	154	0	150	194	81	212	148	59
19:00	103	0	112	35	71	83	125	2	162	0	144	68	77	111	156	1
20:00	113	0	113	2	70	19	129	0	165	0	146	10	72	28	170	0
21:00	118	0	120	0	81	0	130	0	161	0	151	0	66	1	172	0
22:00	117	0	119	0	86	0	135	0	162	0	147	0	66	0	168	0
23:00	116	0	122	0	91	0	137	0	157	0	143	0	73	0	168	0
24:00	123	0	114	0	95	0	135	0	157	0	144	0	77	0	171	0
Сума	2551	618	2485	2169	1856	2986	2945	1595	3721	859	3352	4107	1666	4189	3964	3750

Зважаючи на значну залежність генерації ВЕС та СЕС від метеорологічних умов, для якісної оцінки впливу генерації ВЕС та СЕС на формування балансів потужності в ОЕС України, в даній магістерській дисертації була проаналізована їх робота на протязі кожної пори року. Для проведення аналізу характерним для кожної пори року був вибраний кожен другий місяць, так для зими – січень, весни – квітень, літа – липень, осені – жовтень.

2.2.2 Побудова середньодобових профілів виробітку ВЕС та СЕС для кожної пори року протягом 2017-2018 рр.

На основі визначеного виробітку СЕС та ВЕС побудуємо усереднені добові профілі виробництва електричної енергії для кожної пори року 2017-2018 рр. Профілі середньодобового виробітку електроенергії ВЕС та СЕС для кожної пори року за 2017-2018 рр. показано на рисунк 2.1.

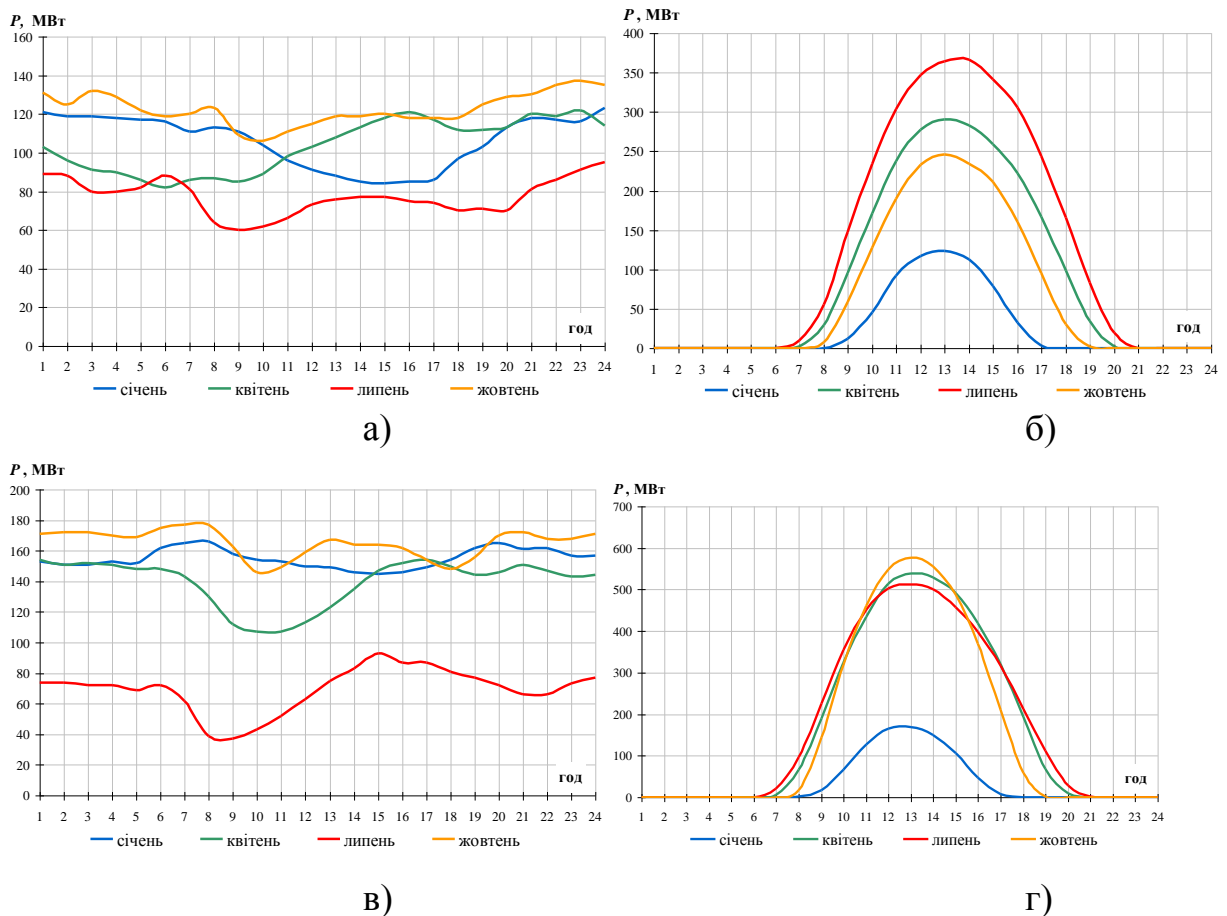


Рисунок 2.1 – Профілі середньодобового виробництва електроенергії ВДЕ для кожної пори року за 2017-2018 рр.: а) – ВЕС 2017 р., б) – СЕС 2017 р., в) – ВЕС 2018 р. г) – СЕС 2018 р.

Отже, наведені графіки потужності протягом характерних сезонів (січень, лютий, квітень, жовтень) доводять, що загальна потужність ВЕС в жодному періоді типової доби не досягає нульового значення. Це викликано, перш за все, значною висотою розташування ротора сучасних ВЕУ (понад 90 м), де швидкість вітру практично ніколи не дорівнює нулю. Так, добові

графіки зміни потужності ВЕС мають більш-менш рівномірний графік, лише години доби

Зовсім іншу ситуацію бачимо на СЕС, основна потужність яких зосереджена в денний період доби (з 7 год до 20 год).

2.2.3 Визначення погодинного коефіцієнту використання встановленої потужності для середньодобового рівня виробітку ВЕС та СЕС окремо для кожної пори року протягом 2017-2018 рр. та усередненого за два роки

Коефіцієнт використання встановленої потужності (далі – КВВП) є безрозмірною величиною та дорівнює відношенню середньоарифметичної фактичної (дійсної) потужності до встановленої потужності електроустаткування за певний інтервал часу, це одна з найважливіших характеристик ефективності роботи підприємств електроенергетики. Визначення цього коефіцієнту для СЕС та ВЕС для кожного розрахункового періоду типової доби пори року дасть змогу в подальших розрахунках спрогнозувати їх роботу в 2020 р.

Користуючись динамічними даними НЕК "Укренерго" щодо встановленої потужності ВЕС та СЕС у період 2017-2018 рр. (рисунок 2.2), визначимо погодинний КВВП для середньодобового рівня виробітку ВЕС та СЕС окремо для кожної пори року протягом 2017-2018 рр. Результати наведено у таблиці 2.2.

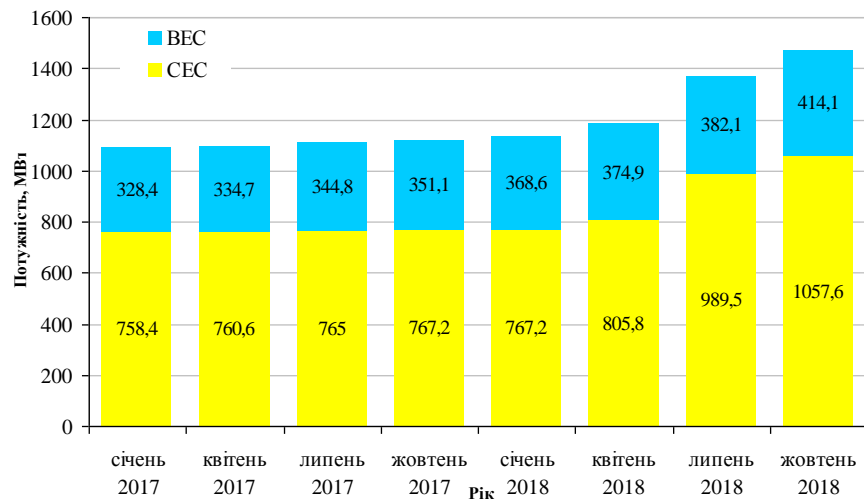


Рисунок 2.2 – Динаміка росту встановленої потужності ВЕС та СЕС на протязі 2017-2018 рр.

Таблиця 2.2 Коефіцієнт використання встановленої потужності ВЕС та СЕС типових діб кожної пори року за 2017-2018 рр.

Година доби	2017								2018							
	січень		квітень		липень		жовтень		січень		квітень		липень		жовтень	
	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС
01:00	0,37	0	0,31	0	0,26	0	0,37	0	0,42	0	0,41	0	0,19	0	0,41	0
02:00	0,36	0	0,29	0	0,26	0	0,36	0	0,41	0	0,40	0	0,19	0	0,42	0
03:00	0,36	0	0,27	0	0,23	0	0,38	0	0,41	0	0,41	0	0,19	0	0,42	0
04:00	0,36	0	0,27	0	0,23	0	0,37	0	0,42	0	0,40	0	0,19	0	0,41	0
05:00	0,36	0	0,26	0	0,24	0	0,35	0	0,41	0	0,39	0	0,18	0	0,41	0
06:00	0,35	0	0,24	0	0,26	0	0,34	0	0,44	0	0,39	0	0,19	0	0,42	0
07:00	0,34	0	0,26	0	0,23	0,01	0,34	0	0,45	0	0,38	0	0,16	0,02	0,43	0
08:00	0,34	0	0,26	0,04	0,19	0,07	0,35	0,01	0,45	0	0,35	0	0,10	0,10	0,43	0,02
09:00	0,34	0,02	0,25	0,12	0,17	0,19	0,31	0,08	0,43	0,02	0,30	0,02	0,10	0,23	0,39	0,14
10:00	0,32	0,06	0,27	0,22	0,18	0,31	0,30	0,17	0,42	0,09	0,29	0,09	0,11	0,36	0,35	0,30
11:00	0,29	0,12	0,29	0,31	0,19	0,40	0,32	0,25	0,42	0,17	0,29	0,17	0,14	0,46	0,36	0,44
12:00	0,28	0,15	0,31	0,36	0,21	0,45	0,33	0,30	0,41	0,22	0,30	0,22	0,16	0,51	0,38	0,52
13:00	0,27	0,16	0,32	0,38	0,22	0,48	0,34	0,32	0,40	0,22	0,33	0,22	0,20	0,52	0,40	0,55
14:00	0,26	0,15	0,34	0,37	0,22	0,48	0,34	0,31	0,40	0,20	0,36	0,20	0,22	0,51	0,40	0,53
15:00	0,26	0,10	0,35	0,34	0,22	0,45	0,34	0,28	0,39	0,14	0,39	0,14	0,24	0,46	0,40	0,46
16:00	0,26	0,04	0,36	0,29	0,22	0,40	0,34	0,21	0,40	0,06	0,41	0,06	0,23	0,40	0,39	0,35
17:00	0,26	0	0,35	0,22	0,21	0,32	0,34	0,12	0,40	0,01	0,41	0,01	0,23	0,32	0,37	0,20
18:00	0,30	0	0,33	0,13	0,2	0,22	0,34	0,04	0,42	0	0,40	0	0,21	0,21	0,36	0,06
19:00	0,31	0	0,33	0,05	0,21	0,11	0,36	0	0,44	0	0,38	0	0,20	0,11	0,38	0
20:00	0,34	0	0,34	0	0,2	0,02	0,37	0	0,45	0	0,39	0	0,19	0,03	0,41	0
21:00	0,36	0	0,36	0	0,23	0	0,37	0	0,44	0	0,40	0	0,17	0	0,42	0
22:00	0,36	0	0,36	0	0,25	0	0,38	0	0,44	0	0,39	0	0,17	0	0,41	0
23:00	0,35	0	0,36	0	0,26	0	0,39	0	0,43	0	0,38	0	0,19	0	0,41	0
24:00	0,37	0	0,34	0	0,28	0	0,38	0	0,43	0	0,38	0	0,2	0	0,41	0

Маючи погодинний КВВП за 2017 та 2018 рр., визначимо середнє значення КВВП для кожної пори року (таблиця 2.3).

Таблиця 2.3 Середній КВВП для типових діб кожної пори року

Година доби	січень		квітень		липень		жовтень	
	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС
01:00	0,39	0	0,36	0	0,23	0	0,39	0
02:00	0,39	0	0,34	0	0,22	0	0,39	0
03:00	0,39	0	0,34	0	0,21	0	0,40	0
04:00	0,39	0	0,34	0	0,21	0	0,39	0
05:00	0,38	0	0,32	0	0,21	0	0,38	0
06:00	0,40	0	0,32	0	0,22	0	0,38	0
07:00	0,39	0	0,32	0	0,2	0,02	0,39	0
08:00	0,40	0	0,30	0,06	0,14	0,08	0,39	0,02
09:00	0,38	0,02	0,28	0,18	0,13	0,21	0,35	0,11
10:00	0,37	0,07	0,28	0,31	0,15	0,33	0,33	0,24
11:00	0,36	0,14	0,29	0,42	0,16	0,43	0,34	0,35
12:00	0,34	0,19	0,30	0,50	0,19	0,48	0,36	0,41
13:00	0,34	0,19	0,33	0,52	0,21	0,50	0,37	0,44
14:00	0,33	0,17	0,35	0,51	0,22	0,49	0,37	0,42
15:00	0,32	0,12	0,37	0,48	0,23	0,46	0,37	0,37
16:00	0,33	0,05	0,38	0,41	0,22	0,40	0,37	0,28
17:00	0,33	0,01	0,38	0,31	0,22	0,32	0,36	0,16
18:00	0,36	0	0,37	0,19	0,21	0,22	0,35	0,05
19:00	0,38	0	0,36	0,06	0,20	0,11	0,37	0
20:00	0,40	0	0,36	0,01	0,20	0,03	0,39	0
21:00	0,40	0	0,38	0	0,20	0	0,40	0
22:00	0,40	0	0,37	0	0,21	0	0,40	0
23:00	0,39	0	0,37	0	0,23	0	0,40	0
24:00	0,40	0	0,36	0	0,24	0	0,40	0

2.3. Аналіз фактичного рівня споживання в ОЕС України протягом 2017-2018 рр.

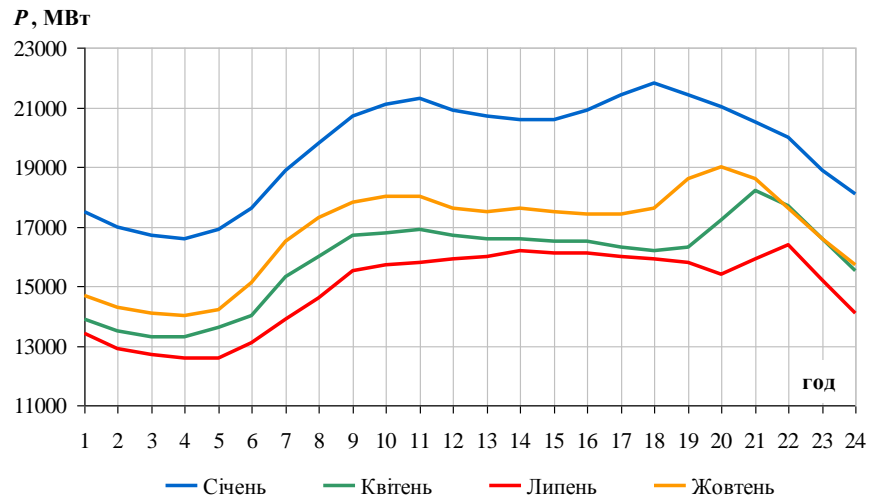
У магістерській дисертації на основі використаних даних [54], проведено аналіз споживання та визначено усереднений добовий рівень споживання для кожного з вибраних місяців. Дані погодинного споживання представленні в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 Усереднений добовий рівень споживання електроенергії
ОЕС України для вибраних місяців

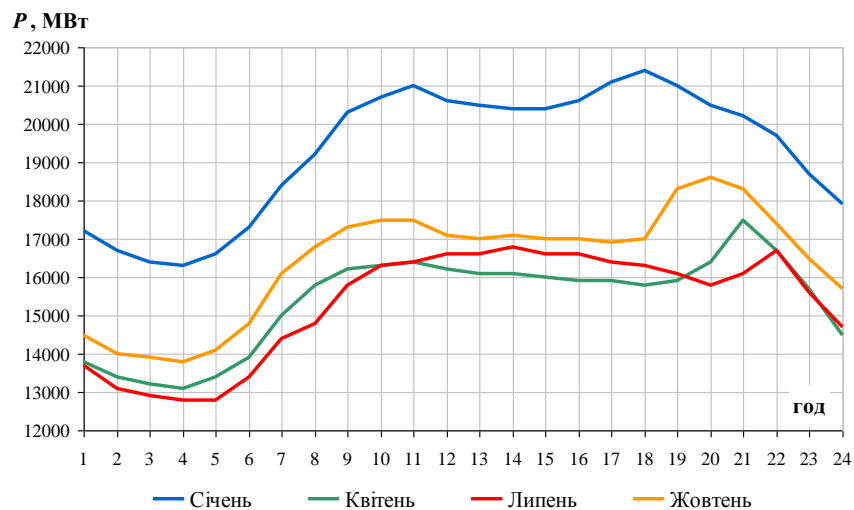
Година добы	2017 р.				2018 р.			
	січень	квітень	липень	жовтень	січень	квітень	липень	жовтень
	Середньомісячна добова температура, °C							
	-4,7	9,8	20,5	8,7	-2,3	13,0	21,2	10,8
	Рівень споживання							
01:00	17500	13900	13400	14700	17200	13800	13700	14500
02:00	17000	13500	12900	14300	16700	13400	13100	14000
03:00	16700	13300*	12700	14100	16400	13200	12900	13900
04:00	16600*	13300	12600	14000*	16300*	13100*	12800*	13800*
05:00	16900	13600	12600*	14200	16600	13400	12800*	14100
06:00	17600	14000	13100	15100	17300	13900	13400	14800
07:00	18900	15300	13900	16500	18400	15000	14400	16100
08:00	19800	16000	14600	17300	19200	15800	14800	16800
09:00	20700	16700	15500	17800	20300	16200	15800	17300
10:00	21100	16800	15700	18000	20700	16300	16300	17500
11:00	21300*	16900*	15800	18000*	21000*	16400*	16400	17500*
12:00	20900	16700	15900	17600	20600	16200	16600	17100
13:00	20700	16600	16000	17500	20500	16100	16600	17000
14:00	20600	16600	16200*	17600	20400	16100	16800*	17100
15:00	20600	16500	16100	17500	20400	16000	16600	17000
16:00	20900	16500	16100	17400	20600	15900	16600	17000
17:00	21400	16300	16000	17400	21100	15900	16400	16900
18:00	21800*	16200	15900	17600	21400*	15800	16300	17000
19:00	21400	16300	15800	18600	21000	15900	16100	18300
20:00	21000	17200	15400	19000*	20500	16400	15800	18600*
21:00	20500	18200*	15900	18600	20200	17500*	16100	18300
22:00	20000	17700	16400*	17600	19700	16700	16700*	17400
23:00	18900	16600	15200	16600	18700	15700	15600	16500
24:00	18100	15500	14100	15700	17900	14500	14700	15700
Сума	470900	380200	357800	402700	463100	369200	367300	394200

Примітка * –характерні точки доби типових діб місяців

При здійсненні аналізу, за даними Таблиці 2.4 будую профілі середньодобового споживання для кожної пори року (рисунки 2.4). Як видно з графіків споживання електричної енергії характеризується двома піками і значним провалом в нічний період доби.



а)



б)

Рисунок 2.4 – Профілі середньодобового рівня споживання для кожної пори року за 2017 р. (а) та 2018 р. (б)

2.4 Порівняльний аналіз профілів середньодобового виробництва СЕС та ВЕС з профілями середньодобового споживання в ОЕС України

Порівнюючи профіль середньодобового споживання електричної енергії для кожної пори року в ОЕС України з профілем середньодобового виробництва електричної енергії ВЕС та СЕС можна зробити попередній висновок щодо наслідків, які можуть виникнути при збільшенні частки ВДЕ в загальному балансі потужності. Так, навіть не беручи до уваги головну особливість роботи ВЕС та СЕС, а саме їх погану прогнозованість та

стохастичний режим роботи з можливістю швидких змін потужності, очевидно є принципова несхожість їх профілів виробництва з профілем реального споживання в нашій країні. Так увесь виробіток СЕС припадає на світловий день та є максимальним у період з 13 до 14 години, при тому що абсолютний максимум в ОЕС України є побутовим та лежить за межами світлового дня в усі пори року окрім літа, де за рахунок масового використання кондиціонерів як в побуті так і на виробництві година максимуму припадає саме на 13-ту, 14-ту години доби. Проте, певний оптимізм вселяє те, що в зв'язку з всебічним впровадженням в життя енергозберігаючих технологій в області освітлення, нерівномірність графіків споживання з кожним роком мають все меншу нерівномірність “денний максимум”-“вечірній максимум”. безпрецедентним став період з 17.01.18 до 29.01.18 так як на протязі нього у всіх робочих днях абсолютним був “денний максимум”[54].

В той же час профіль виробництва ВЕС близький до рівномірного на протязі всієї доби, таким чином режим їхньої роботи схожий на АЕС, яким в майбутньому, в разі значного збільшення частки ВЕС в структурі генерації, можуть створювати “конкуренцію” за участь в балансі ОЕС, в разі ж одночасної роботи енергосистема може потребувати додаткових маневрених потужностей для забезпечення нерівномірності покриття.

Зважаючи на викладене, для підтвердження або спростування наведених гіпотез прийнято рішення розробити прогностні добові баланси потужності що будуть характерні для кожної пори року, та визначити структуру генерації яка буде приймати участь для покриття балансу ОЕС України в 2020 році. Порівняти її зі структурою генерації що покривала баланс в 2018 році. Визначивши при цьому граничні величини встановленої потужності ВДЕ що станом на 2020 рік дозволять працювати АЕС на повну потужність, можливий вплив “нової моделі ринку” на структуру генерації та рівень гарячих резервів, який дозволить використання в балансі повної потужності АЕС та ВДЕ.

Висновки до розділу 2

1. Проведений аналіз фактичної роботи ВЕС та СЕС в ОЕС України показав досить низьку ефективність їх роботи в умовах клімату України, так КВВП для ВЕС на протязі двох останніх років коливався в межах від 0,1 до 0,45 знаходячись увесь рік приблизно на одному рівні з незначним зменшенням впродовж літа. В той же час КВВП для СЕС на протязі року суттєво змінювався, так максимальне його значення в січні становило 0,16, в липні – 0,52 що враховуючи можливість генерації електричної енергії СЕС виключно на протязі світлового дня показує їх вкрай не ефективну роботу в наших кліматичних умовах.

2. Проведений аналіз фактичного споживання в ОЕС України у період з 2017 по 2018 рік та побудова його усереднених профілів для кожної пори року разом з побудовою профілів фактичного виробництва електричної енергії ВЕС та СЕС за аналогічні періоди дало змогу зробити попередній висновок щодо наслідків, які можуть виникнути при збільшенні частки ВДЕ в загальному балансі потужності.

3. Головна особливість роботи ВЕС та СЕС, а саме їх погану прогнозованість та стохастичний режим роботи з можливістю швидких змін потужності, очевидно є принципова несхожість їх профілів виробництва з профілем реального споживання в нашій країні. Увесь виробіток СЕС припадає на світловий день та є максимальним у період з 13 до 14 години, при тому що абсолютний максимум в ОЕС України є побутовим та лежить за межами світлового дня в усі пори року окрім літа, де за рахунок масового використання кондиціонерів як в побуті так і на виробництві година максимуму припадає саме на 13-ту, 14-ту години доби.

4. В зв'язку з всебічним впровадженням в життя енергозберігаючих технологій в області освітлення, нерівномірність графіків споживання з кожним роком мають все меншу нерівномірність “денний максимум”- “вечірній максимум”. безпрецедентним став період з 17.01.18 до 29.01.18 так як на протязі нього у всіх робочих днях абсолютним був “денний максимум”.

5. Профіль виробництва ВЕС близький до рівномірного на протязі всієї доби, таким чином режим їхньої роботи схожий на АЕС, яким в майбутньому, в разі значного збільшення частки ВЕС в структурі генерації, можуть створювати “конкуренцію” за участь в балансі ОЕС, в разі ж одночасної роботи енергосистема може потребувати додаткових маневрених потужностей для забезпечення нерівномірності покриття.

6. Необхідним розробити прогнози добові баланси потужності що будуть характерні для кожної пори року, та визначити структуру генерації яка буде приймати участь для покриття балансу ОЕС України в 2020 році. Визначивши при цьому граничні величини встановленої потужності ВДЕ що станом на 2020 рік дозволять працювати АЕС на повну потужність, можливий вплив “нової моделі ринку” на структуру генерації та рівень гарячих резервів, який дозволить використання в балансі повної потужності АЕС та ВДЕ.

РОЗДІЛ 3 ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ФОРМУВАННЯ БАЛАНСІВ ПОТУЖНОСТІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ НА 2018, 2020 р.

3.1 Методика визначення прогнозу електроспоживання ОЕС України

Відповідно до Правил оптового ринку електричної енергії України (далі – Правила ОРЕ) [47] та діючих нормативно-технічних документів здійснюється розробка прогнозу електроспоживання ОЕС України для кожного розрахункового періоду наступної доби (P_p^m , МВт), при цьому враховуються:

- дані електроспоживання у попередні періоди;
- прогноз метеорологічних умов на наступну добу;
- поточні та ретроспективні погодні умови;
- прогноз споживання (P_{np}^{zn} , МВт) на кожний розрахунковий період наступної доби, наданий постачальниками електричної енергії;
- усі інші фактори, які обґрунтовано вважаються такими, що можуть впливати на споживання.

При підготовці прогнозу споживання для кожного розрахункового періоду наступної доби не враховує електроспоживання гідроакumuлюючих електростанцій у моторному режимі роботи.

В умовах дії постанов Кабінету Міністрів України від 07.05.2014 № 148 та від 07.05.2015 № 263 прогноз електроспоживання ОЕС України розробляється для кожного розрахункового періоду наступної доби, виключивши із нього прогноз електроспоживання по тимчасово окупованій території АР Крим та м. Севастополь, а також по території, де органи державної влади тимчасово не здійснюють, або здійснюють не в повному обсязі свої повноваження (P_p^{nm} , МВт) [47].

3.2 Методика визначення прогнозу необхідного покриття ОЕС України

На основі заявок операторів зовнішніх перетоків визначаються обсяги міждержавних перетоків електричної енергії ОЕС України (P_{ip}^{uz} , МВт) для кожного розрахункового періоду наступної доби за такою формулою:

$$P_{ip}^{uz} = \sum_o (P_{oip(OEC)}^{екс}) - \sum_o (P_{oip(OEC)}^{имп}) \quad , (3.1)$$

де: $P_{oip(OEC)}^{екс}$ – графік експорту електричної енергії іншої частини ОЕС України оператора зовнішніх перетоків, МВт;

$P_{oip(OEC)}^{имп}$ – графік імпорту електричної енергії іншої частини ОЕС України оператора зовнішніх перетоків, МВт.

Для кожного розрахункового періоду наступної доби обчислюється попередній прогноз необхідного покриття ОЕС України ($P_p^{пкп}$, МВт) відповідно до такого правила:

$$P_p^{пкп} = P_p^{nm} + \sum_i P_{ip}^{uz} \quad , (3.2)$$

В умовах дії постанов Кабінету Міністрів України від 07.05.2014 № 148 та від 07.05.2015 № 263 диспетчерський центр визначає та надає для розрахунку до 11-30 графіки різниці перетоків електричної енергії з території, де органи державної влади тимчасово не здійснюють, або здійснюють не в повному обсязі свої повноваження, на територію, де органи державної влади здійснюють в повному обсязі свої повноваження, по станціях виробників електричної енергії, розташованих на території, де органи державної влади тимчасово не здійснюють або здійснюють не в повному обсязі свої повноваження та визначених центральним органом виконавчої влади, що здійснює управління в електроенергетиці, шляхом розподілу у кожному розрахунковому періоді загальної різниці перетоків електричної енергії пропорційно обсягу виробництва кожної станції виробників ($P_{cp}^{нт}$, МВт), та графіки різниці перетоків електричної енергії з

території, де органи державної влади здійснюють в повному обсязі свої повноваження, на територію, де органи державної влади тимчасово не здійснюють, або здійснюють не в повному обсязі свої повноваження, по постачальниках електричної енергії, що здійснюють діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами та постачання електричної енергії за регульованим тарифом на території, де органи державної влади тимчасово не здійснюють або здійснюють не в повному обсязі свої повноваження ($P_{\text{пр}}^{\text{нт}}$, МВт).

Зазначені графіки різниці перетоків електричної енергії визначаються диспетчерським центром виходячи із попередньо складеного прогнозного балансу електричної енергії за територією, де органи державної влади тимчасово не здійснюють або здійснюють не в повному обсязі свої повноваження. У цьому прогнозованому балансі електричної енергії враховуються рекомендації диспетчерського центру щодо визначення графіків різниці перетоків електричної енергії з території, де органи державної влади тимчасово не здійснюють або здійснюють не в повному обсязі свої повноваження, на територію, де органи державної влади здійснюють в повному обсязі свої повноваження, оснований на результатах попереднього графіка навантаження по ОЕС України, за дві доби до розрахункової та наданого диспетчерському центру.

Після цього обчислюється попередній прогноз необхідного покриття ОЕС України ($P_{\text{р}}^{\text{пкп}}$, МВт) відповідно до такого правила:

$$P_{\text{р}}^{\text{пкп}} = P_{\text{р}}^{\text{пт}} + \sum_i P_{\text{ір}}^{\text{із}} + \sum_{\text{п}} P_{\text{пр}}^{\text{нт}} - \sum_{\text{с}} P_{\text{ср}}^{\text{нт}} + P_{\text{пр}}^{\text{нтк}} \quad (3.3)$$

3.3 Методика складання заданого графіку навантаження

3.3.1 Загальні положення складання заданого графіку навантаження

Щодня на основі одержаного прогнозу необхідного покриття та заявок, наданих виробниками електричної енергії (далі – Виробники) у відповідності до Правил ОРЕ, розробляється заданий графік навантаження щодо кожного окремого блоку в кожному розрахунковому періоді наступної доби ($P_{бр}^*$, МВт), за погодженням його з диспетчерським центром та надається всім Виробникам і диспетчерському центру.

В умовах дії постанови Кабінету Міністрів України від 07.05.2015 № 263 Розпорядник системи розрахунків розробляє заданий графік навантаження без урахування обладнання виробників електричної енергії, що здійснюють виробництво електричної енергії на блоках станцій (станціях), розташованих на території, де органи державної влади тимчасово не здійснюють або здійснюють не в повному обсязі свої повноваження, та визначені центральним органом виконавчої влади, що здійснює управління в електроенергетиці.

При розробці заданого графіка навантаження повинна забезпечуватись наявність необхідного резерву потужності, визначеного диспетчерським центром, та збалансованість у кожному розрахунковому періоді.

При розробці заданого графіка навантаження повинно забезпечуватись пріоритетне включення до диспетчерського графіка генеруючих потужностей електростанцій виробників, які виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – вироблену лише малими гідроелектростанціями), а також заявлені потужності гідроакumuлюючих станцій та крупних гідроелектростанцій з урахуванням вимог щодо роботи Дніпровського та Дністровського каскадів. Виходячи із заявленої максимальної та мінімальної робочої потужності гідроелектростанцій на

наступну добу, а також заданих диспетчерським центром добових та режимних обмежень на використання гідроресурсів, вимог до резерву потужності на цих станціях, визначається навантаження по кожній гідроелектростанції в кожному розрахунковому періоді шляхом створення максимального енергетичного ефекту щодо сприятливих режимів роботи для інших електростанцій.

Як правило, має включатись до заданого графіка навантаження максимальна заявлена робоча потужність гідроакумуючих станцій (окремих агрегатів гідроакумуючої станції) для роботи в генераторному режимі впродовж особливого періоду Start-End переважно на розрахунковий період максимального покриття та в суміжні з ним розрахункові періоди доби. Мінімальна заявлена робоча потужність гідроакумуючих станцій (окремих агрегатів гідроакумуючої станції) для роботи в моторному режимі повинна включатися до заданого графіка навантаження впродовж особливого періоду End-Start, а також може використовуватись у розрахункових періодах особливого періоду Start-End за наявності відповідних заявок Виробників. При цьому повинен бути врахований безперервний цикл роботи гідроакумуючої станції в моторному режимі. У випадках неможливості досягнення збалансованості впродовж особливого періоду End-Start з урахуванням безперервного циклу роботи станцій у моторному режимі можливо використовувати мінімальну заявлену робочу потужність гідроакумуючих станцій (окремих агрегатів гідроакумуючої станції) у відповідних розрахункових періодах з порушенням такого циклу роботи.

У разі можливості досягнення збалансованості впродовж особливого періоду Start-End за рахунок використання потужностей тільки гідроакумуючих станцій (окремих агрегатів гідроакумуючих станцій) у генераторному режимі без додаткового включення блоків станцій виробників, що працюють за ціновими заявками, понад мінімально допустимий склад обладнання або у випадках, коли використання

потужностей гідроакумуючих станцій (окремих агрегатів гідроакумуючих станцій) не призводить до виключення з роботи хоча б одного блоку із станцій виробників, що працюють за ціновими заявками, остаточно визначається доцільність включення до заданого графіка навантаження певної гідроакумуючої станції (окремих агрегатів гідроакумуючих станцій) з числа заявлених до роботи, виходячи із встановленої НКРЕКП ставки плати за електричну енергію у складі двоставочного тарифу на електричну енергію та необхідної величини максимальної заявленої робочої потужності.

Заявлена потужність атомних електростанцій включається до диспетчерського графіка за умови збалансованості графіка навантаження в кожному розрахунковому періоді.

Включення до заданого графіка навантаження заявлених потужностей теплоелектроцентралей, які не працюють за ціновими заявками, як правило, повинно здійснюватись відповідно до наданих теплоелектроцентралями заявок робочої потужності. У разі неможливості забезпечення збалансованості заданого графіку можливо залучати теплоелектроцентралі до регулювання заданого графіка навантаження за письмовою згодою теплоелектроцентралі або на вимогу диспетчерського центру з подальшим урахуванням при визначенні договірних обсягів продажу електричної енергії в Оптовий ринок цих виробників у розрахунковому місяці фактичне збільшення обсягу відпуску електроенергії, що пов'язане з виконанням такого графіка навантаження.

Включення газомазутних блоків 300 МВт та/або 800 МВт до заданого графіка навантаження здійснюється відповідно до письмової інформації диспетчерського центру щодо наданих команд на включення таких блоків згідно з письмовою вимогою центрального органу виконавчої влади, що здійснює управління в електроенергетиці, враховуючи норми тривалості пуску цих блоків від моменту команди наданої диспетчерським центром до їх включення в мережу.

Рішення щодо включення газомазутних блоків приймається центральним органом виконавчої влади, що здійснює управління в електроенергетиці, на підставі письмового звернення диспетчерського центру про проведену попередню оцінку балансу ОЕС України на 5 діб наперед у разі зменшення величини очікуваного холодного резерву на теплових електростанціях нижче 1000 МВт (за виключенням газомазутних блоків) у цей період [47].

3.3.2 Вибір складу обладнання та розрахунок заданого графіка навантаження для виробників, які працюють за ціновими заявками

Здійснюється упорядкування блоків на розрахунковий період максимального покриття від найдешевшого блоку до найдорожчого блоку за розрахунковою заявленою ціною, розрахованою згідно з ціновими заявками за умови роботи блоку в період Start-End на максимальній заявленій робочій потужності ($C_{\bar{6}}^{\text{пит}}$) за такими правилами:

1) якщо $H_{\bar{6}}^{\text{нзц}} = 0$, то

$$C_{\bar{6}}^{\text{пит}} = C_{\bar{6}\text{р}}^{\text{миз}} + \frac{\sum_{p=1}^{p=T_{\bar{6}}^{\text{сг}}} C_{\bar{6}}^{\text{ххр}}}{\sum_{p=\text{Start}}^{p=\text{End}} \mathcal{E}_{\bar{6}\text{р}}^{\text{max}} \times P_{\bar{6}}^{\text{o}}} \times 100, \quad (3.4)$$

де: $H_{\bar{6}}^{\text{нзц}}$ – ознака необґрунтованого заниження рівня цінових заявок;

$C_{\bar{6}\text{x}}^3$ – прирощена ціна блоку;

$\mathcal{E}_{\bar{6}\text{р}}^{\text{max}}$ – заявлений максимальний обсяг виробітку блоку в розрахунковий період, який визначається за такою формулою:

– для моноблоків та двокорпусних блоків, що заявлені у двокорпусному режимі роботи:

$$\mathcal{E}_{\bar{6}\text{р}}^{\text{max}} = \frac{P_{\bar{6}(\text{p}-1)}^{\text{рmax}} + P_{\bar{6}\text{р}}^{\text{рmax}}}{2} \times T^{\text{рП}}, \quad (3.5)$$

– для двокорпусних блоків, що заявлені в однокорпусному режимі роботи:

$$\mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} = \frac{P_{\text{б(р-1)}}^{\text{рmax1}} + P_{\text{бр}}^{\text{рmax1}}}{2} \times T^{\text{рп}}, \quad (3.6)$$

$\mathcal{C}_{\text{бр}}^{\text{миз}}$ – розрахункова прирощена ціна блоку, яка визначається для розрахункового періоду максимального покриття відповідно до таких правил:

якщо $P_{\text{б1}} \geq \mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}}$, то $\mathcal{C}_{\text{бр}}^{\text{миз}} = \mathcal{C}_{\text{б1}}^3$;

якщо $P_{\text{б1}} \leq \mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} < P_{\text{б2}}$, то $\mathcal{C}_{\text{бр}}^{\text{миз}}$ – точка лінійної інтерполяції між $\mathcal{C}_{\text{б1}}^3$ і $\mathcal{C}_{\text{б2}}^3$;

якщо $P_{\text{б2}} \leq \mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} < P_{\text{б3}}$, то:

– для моноблоків $\mathcal{C}_{\text{бр}}^{\text{миз}}$ – точка лінійної інтерполяції між $\mathcal{C}_{\text{б2}}^3$ і $\mathcal{C}_{\text{б3}}^3$;

– для двокорпусних блоків 100 МВт:

якщо $P_{\text{б2}} \leq \mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} \leq 45$, то $\mathcal{C}_{\text{бр}}^{\text{миз}} = \mathcal{C}_{\text{б2}}^3$;

якщо $45 < \mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} < P_{\text{б3}}$, то $\mathcal{C}_{\text{бр}}^{\text{миз}} = \mathcal{C}_{\text{б3}}^3$;

– для двокорпусних блоків 300 МВт:

якщо $P_{\text{б2}} \leq \mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} \leq 150$, то $\mathcal{C}_{\text{бр}}^{\text{миз}} = \mathcal{C}_{\text{б2}}^3$;

якщо $150 < \mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} < P_{\text{б3}}$, то $\mathcal{C}_{\text{бр}}^{\text{миз}} = \mathcal{C}_{\text{б3}}^3$;

– для двокорпусних блоків 800 МВт:

якщо $P_{\text{б2}} \leq \mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} \leq 400$, то $\mathcal{C}_{\text{бр}}^{\text{миз}} = \mathcal{C}_{\text{б2}}^3$;

якщо $400 < \mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} < P_{\text{б3}}$, то $\mathcal{C}_{\text{бр}}^{\text{миз}} = \mathcal{C}_{\text{б3}}^3$.

якщо $P_{\text{б3}} \leq \mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} < P_{\text{б4}}$, то $\mathcal{C}_{\text{бр}}^{\text{миз}}$

– точка лінійної інтерполяції між $\mathcal{C}_{\text{б3}}^3$ і $\mathcal{C}_{\text{б4}}^3$;

якщо $\mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} \geq P_{\text{б4}}$, то $\mathcal{C}_{\text{бр}}^{\text{миз}} = \mathcal{C}_{\text{б4}}^3$;

$\mathcal{C}_{\text{бр}}^{\text{хр}}$ – розрахункова ціна холостого ходу блоку, яка визначається відповідно до таких правил:

якщо $\mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} = 0$, то $\mathcal{C}_{\text{бр}}^{\text{хр}} = 0$;

якщо $\mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} > 0$, то:

– для моноблоків $C_{\text{бр}}^{\text{хр}} = C_{\text{б}}^{\text{хх}}$;

– для двокорпусних блоків 100 МВт:

якщо $0 < \mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} \leq 45$, то $C_{\text{бр}}^{\text{хр}} = C_{\text{б}}^{\text{хх}1}$;

якщо $\mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} > 45$, то $C_{\text{бр}}^{\text{хр}} = C_{\text{б}}^{\text{хх}2}$;

– для двокорпусних блоків 300 МВт:

якщо $0 < \mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} \leq 150$, то $C_{\text{бр}}^{\text{хр}} = C_{\text{б}}^{\text{хх}1}$;

якщо $\mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} > 150$, то $C_{\text{бр}}^{\text{хр}} = C_{\text{б}}^{\text{хх}2}$;

– для двокорпусних блоків 800 МВт:

якщо $0 < \mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} \leq 400$, то $C_{\text{бр}}^{\text{хр}} = C_{\text{б}}^{\text{хх}1}$;

якщо $\mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{max}} > 400$, то $C_{\text{бр}}^{\text{хр}} = C_{\text{б}}^{\text{хх}2}$;

2) якщо $H_{\text{б}}^{\text{нзц}} = 1$, то $C_{\text{б}}^{\text{num}} = \frac{C_{\text{б}}^{\text{num}(\kappa)}}{(1 + \Delta C)}$

де: $C_{\text{б}}^{\text{num}(\kappa)}$ – розрахункова заявлена ціна, визначена на розрахунковий період максимального покриття за умови роботи блоку в період Start-End на максимальній заявленій робочій потужності, відповідно до контрольної цінової заявки;

ΔC – допустиме відхилення рівня цінових заявок, що затверджується Радою ринку та погоджується НКРЕКП.

При виборі складу обладнання повинно враховувати результат упорядкування блоків згідно розрахованої заявленої ціни, розрахованої згідно з ціновими заявками за умови роботи блоку в період Start-End на максимальній заявленій робочій потужності ($C_{\text{б}}^{\text{num}}$) та наступні технологічні особливості:

– необхідність забезпечення мінімального складу працюючих блоків за вимогами режиму ОЕС України та ENTSO-E (мережні обмеження);

– необхідність забезпечення мінімально допустимого складу обладнання станції та урахування роботи блоків станцій відповідно до

електричних схем на роздільні системи шинопроводів різного класу напруги за поданням виробниками відповідних термінових заявок до диспетчерського центру.

У випадку якщо при виборі складу обладнання на розрахункову добу та в заданому графіку навантаження доби, що передує розрахунковій, по станції виробника склад обладнання був визначений не вище мінімально допустимого із забезпеченням його в зазначених добах різними номерами блоків, Розпорядник системи розрахунків повинен планувати розмін блоків без порушення мінімально допустимого складу обладнання. Розмін блоків здійснюється до розрахункового періоду максимального покриття розрахункової доби шляхом відключення блоку (блоків), які забезпечували мінімально допустимий склад обладнання у добі, що передує розрахунковій, та включенням блоку (блоків), які повинні забезпечувати мінімально допустимий склад обладнання в заданому графіку навантаження розрахункової доби. При цьому, відключення блоку (блоків) здійснюється в той розрахунковий період, в якому досягається мінімальна заявлена робоча потужність блока (блоків), що включаються в роботу.

У разі виникнення несумісного режиму для забезпечення сталої та надійної роботи енергосистеми в умовах запобігання зростання частоти електричного струму необхідно визначити максимальну величину несумісної потужності за добу ($\max_p(P_p^{nec})$) та здійснити послідовне виключення блоків (корпусів) із складу вибраного обладнання, зменшуючи максимальну величину несумісної потужності на величину мінімальної заявленої потужності виключеного блоку (корпусу) до усунення несумісного режиму.

Здійснюється розподіл у першу чергу блоків, що заявлені з ознакою згоди на відключення блоку (корпусу) у випадку розвантаження станції нижче мінімально допустимого складу обладнання у разі виникнення несумісного режиму протягом усіх розрахункових періодів доби ($OP_6=1$) та вибрані до складу обладнання на розрахунковий період максимального покриття, за групами однотипних блоків: 300 МВт – перша, 200 та 150 МВт -

друга, 100 МВт – третя. Група однотипних блоків, з якої обирається блок для виключення із складу вибраного обладнання, визначається за такими правилами:

якщо $\max_p(P_p^{hes}) > 150$, то блок обирається з першої групи однотипних блоків;

якщо $70 < \max_p(P_p^{hes}) \leq 150$, то блок обирається з другої групи однотипних блоків;

якщо $0 < \max_p(P_p^{hes}) \leq 70$, то блок обирається з третьої групи однотипних блоків.

У разі відсутності блоку для виключення із складу вибраного обладнання у третій групі такий блок обирається з другої групи однотипних блоків, а у разі відсутності в другій групі – з першої.

У кожній групі блоки упорядковуються за зменшенням заявленої мінімальної потужності на розрахунковий період, у якому виникає максимальна величина несумісної потужності, та розбиваються на підгрупи. Найбільша заявлена мінімальна потужність блоків у підгрупі може відрізнятися від найменшої заявленої мінімальної потужності не більше ніж на 5 МВт. У кожній підгрупі блоки упорядковуються за зменшенням величини розрахункової заявленої ціни, розрахованої на період максимального покриття за умови роботи блоку в період Start-End на максимальній заявленій робочій потужності. Виключення блоків із складу вибраного обладнання починається з підгрупи з найбільшою заявленою мінімальною потужністю та з блоку з найбільшою розрахунковою заявленою ціною, розрахованою на період максимального покриття за умови роботи блоку в період Start-End на максимальній заявленій робочій потужності, у цій підгрупі. У разі, якщо блоком для виключення із складу вибраного обладнання є двокорпусний блок, оператор має право здійснити виключення або блоку в цілому, або по одному із корпусів на цьому блоці та іншому

двокорпусному блоці даної станції, що знаходяться в одній групі однотипних блоків.

Якщо жоден з блоків не заявлений за ознакою $OP_6 = 1$ або блоків з цією ознакою не вистачає, необхідно виключити із складу вибраного обладнання блоки, що заявлені за ознакою $OP_6 = 0$ та вибрані до складу обладнання на розрахунковий період максимального покриття у порядку, який використовується для виключення блоків, що заявлені з ознакою $OP_6 = 1$.

На кожній станції дозволено розглядати можливість відключення тільки одного блоку нижче мінімально допустимого складу;

3) необхідність забезпечення 48-годинної обов'язкової роботи блоків (корпусів) для проведення випробувань після капітального та середнього ремонтів цих блоків (корпусів) ($OB_{6p} = 1$). Такі блоки (корпуси) включаються в роботу за погодженням з диспетчерським центром та Розпорядника системи розрахунків за ознакою обов'язкової роботи $OB_{6p} = 1$ незалежно від величини цінових пропозицій, наданих виробником;

4) необхідність забезпечення обов'язкової роботи блоків (корпусів) для проведення випробувань після будівництва, реконструкції та модернізації цих блоків (корпусів) ($OK_{6p} = 1$). Такі блоки (корпуси) включаються в роботу за погодженням з диспетчерським центром та Розпорядника системи розрахунків за ознакою обов'язкової роботи $OK_{6p} = 1$ незалежно від величини цінових пропозицій, наданих виробником;

5) необхідність забезпечення 72-х годинної роботи моноблоків 300, 800 МВт та двокорпусних блоків 300 МВт з урахуванням ознаки пропозиції виробника відключити блок, що знаходився в роботі менше 72 годин, замість іншого, що був включений в роботу раніше ($OB_6 = 1$), та відповідно до пропозицій виробників щодо маневреності блоків за ознакою пуску/зупинки $M_{6p} = 1$. У разі недостатньої кількості маневрених блоків (корпусів) з ознакою пуск/зупинка $M_{6p} = 1$ для забезпечення режимних вимог необхідно за

погодженням з виробниками встановити блокам 100 МВт, 150 МВт, 200 МВт та двокорпусним блокам 100 МВт, 300 МВт указану ознаку з відповідними технічними параметрами T_6^p , T_6^o (за параметрами аналогічних блоків станції або ретроспективними даними цінових заявок станції) для зупинки та подальшого пуску блоку (корпуса), в тому числі, коли зазначена зупинка блоку (корпуса) призводить до роботи відповідної станції нижче мінімально допустимого складу обладнання. При відсутності погодження з боку виробників на додаткову зупинку блоків маємо право примусово встановлювати блокам 100 МВт, 150 МВт, 200 МВт та двокорпусним блокам 100 МВт, 300 МВт ознаку пуску/зупинки $M_{op}=1$. Якщо вказані дії не дозволяють розробити збалансований графік навантаження на наступну розрахункову добу або добу, наступну за розрахунковою, то маємо право замінити в графіку навантаження моноблоки 300 МВт, 800 МВт на блоки 100 МВт, 150 МВт, 200 МВт та двокорпусні блоки 100 МВт, 300 МВт за ознакою пуску/зупинки блоку (корпусу);

6) необхідність забезпечення обов'язкової роботи блоків відповідно термінових та/або аварійних заявок. Такі блоки включаються в роботу за погодженням диспетчерського центру та Розпорядника системи розрахунків за ознакою вимушеної роботи ($BZ_{op}=1$) незалежно від величини цінових пропозицій, наданих виробником;

7) необхідність забезпечення обов'язкового підключення корпусу двокорпусного блока для подальшого розміну корпусів у межах мінімально допустимого складу обладнання станції ($BK_6=1$). Підключення таких корпусів двокорпусних блоків має бути погоджено з диспетчерським центром;

8) необхідність постійного забезпечення мінімально допустимого складу працюючих блоків Запорізької ТЕС, для надійного водопостачання працюючих енергоблоків Запорізької АЕС відповідно до вимог технічного проекту Запорізької АЕС;

- 9) графіки-завдання пуску блоків з різних теплових станів;
- 10) мінімальну тривалість часу між послідовними пусками блоків;
- 11) не включення у роботу блоків, на яких встановлена ознака знаходження блоку поза резервом за відсутністю палива ($OT_6=1$).

12) необхідність забезпечення обов'язкової роботи пиловугільних блоків 300 МВт (три блоки) станції, в склад якої входять газомазутні блоки 800 МВт, у разі виконання нормативних підготовчих робіт до включення в мережу газомазутних блоків 800 МВт за командою диспетчера;

Для кожного розрахункового періоду наступної доби, крім розрахункового періоду максимального покриття, уточнює прогноз необхідного покриття ОЕС України ($P_p^{пк}$, МВт) з урахуванням визначених ним заданих графіків навантажень для гідроакумуючих станцій відповідно до такого правила:

$$P_p^{пк} = P_p^{пкп} + \sum_c P_{ср}^{мр}, \quad (3.7)$$

де: $P_{ср}^{мр}$ – потужність гідроакумуючої станції в моторному режимі, яка визначається за такими правилами:

- у розрахункових періодах, у яких гідроакумуюча станція працює в моторному режимі, $P_{ср}^{мр} = P_{ср}^{рmin}$;
- в інших розрахункових періодах $P_{ср}^{мр} = 0$.

Для кожного розрахункового періоду наступної доби обчислює прогноз необхідного покриття іншої частини ОЕС України ($P_{р(ОЕС)}^{пк}$, МВт) відповідно до такого правила:

$$P_{р(ОЕС)}^{пк} = P_p^{пк} - P_{р(Бу)}^{пк}, \quad (3.8)$$

Вибір складу обладнання на розрахунковий період мінімального покриття зі складу, що був вибраний на час максимального покриття, з відключенням маневрених блоків (корпусів), з ознакою пуск/зупинки $M_{бр}=1$, у тому числі блоків (корпусів), зупинка яких призводить до роботи відповідної станції нижче мінімально допустимого складу обладнання,

здійснюється у порядку від найдорожчого до найдешевшого за їх питомою економією витрат між вартістю роботи на заявленому мінімальному навантаженні в період End-Start та вартістю пуску блоку, за такими правилами:

– для моноблоків:

$$C_{\bar{o}}^e = \frac{\sum_{p=End}^{p=Start} (C_{\bar{o}}^{xx} + C_{\bar{o}x}^{z(uz)} \times P_{\bar{o}p}^{pmin}) - C_{\bar{o}}^{n2l}}{P_{\bar{o}p}^{pmin}}, \quad (3.9)$$

– для двокорпусних блоків, що заявлені в роботу в двокорпусному режимі, у разі можливості зупинки блоку за ознакою пуску/зупинки:

$$C_{\bar{o}}^e = \frac{\sum_{p=End}^{p=Start} (C_{\bar{o}}^{xx2} + C_{\bar{o}x}^{z(uz)} \times P_{\bar{o}p}^{pmin}) - (C_{\bar{o}}^{n1z1} + C_{\bar{o}}^{n2z1})}{P_{\bar{o}p}^{pmin}}, \quad (3.10)$$

– для двокорпусних блоків, що заявлені в роботу в однокорпусному режимі, у разі можливості зупинки блоку за ознакою пуску/зупинки:

$$C_{\bar{o}}^e = \frac{\sum_{p=End}^{p=Start} (C_{\bar{o}}^{xx1} + C_{\bar{o}x}^{z(uz)} \times P_{\bar{o}p}^{pmin1}) - C_{\bar{o}}^{n1z1}}{P_{\bar{o}p}^{pmin1}}, \quad (3.11)$$

– для двокорпусних блоків, що заявлені в роботу в двокорпусному режимі, у разі можливості зупинки корпусу котла за ознакою пуску/зупинки:

$$C_{\bar{o}}^e = \frac{\sum_{p=End}^{p=Start} (C_{\bar{o}}^{xx2} + C_{\bar{o}x}^{z(uz)} \times P_{\bar{o}p}^{pmin}) - (C_{\bar{o}}^{n2z1} + \sum_{p=End}^{p=Start} (C_{\bar{o}}^{xx1} + C_{\bar{o}x}^{z(uz)} \times P_{\bar{o}p}^{pmin1}))}{P_{\bar{o}p}^{pmin} - P_{\bar{o}p}^{pmin1}} \quad (3.12)$$

де: $C_{\bar{o}x}^{z(uz)}$ – прирощена заявлена (або інтерпольована) ціна блоку для заявленого мінімального навантаження $P_{\bar{o}p}^{pmin}$ в розрахунковий період мінімального покриття, грн/МВт·год.

$C_{\bar{o}}^{xx}$ – ціна холостого ходу блоку;

$C_{\bar{o}}^{xx1}$ – ціна холостого ходу блоку в однокорпусному режимі двокорпусного блоку;

$C_{\bar{o}}^{xx2}$ – ціна холостого ходу блоку в двокорпусному режимі двокорпусного блоку;

$C_{\bar{o}}^{n2l}$ – вартість пуску моноблока з тривалістю простою до 10 годин;

$C_{\bar{o}}^{nl2l}$ – вартість пуску одного корпусу з турбоагрегатом двокорпусного блока з тривалістю простою до 10 годин;

$C_{\bar{o}}^{n22l}$ – вартість пуску (підключення) корпусу двокорпусного блока при роботі блока в однокорпусному режимі з тривалістю простою до 10 годин;

$P_{\bar{o}p}^{pmin}$ – мінімальна робоча потужність моноблоку або двокорпусного блоку при роботі у двокорпусному режимі (початково або остаточно заявлена);

$P_{\bar{o}p}^{pminl}$ – мінімальна робоча потужність двокорпусного блоку при роботі в однокорпусному режимі роботи (початково або остаточно заявлена).

Здійснюється розподіл навантаження в кожному розрахунковому періоді наступної доби за монотонно зростаючими прирощеними цінами між вибраними до складу працюючого обладнання блоками, який забезпечує мінімальні витрати на виробництво електроенергії в системі на основі очікуваного режиму електричної мережі з урахуванням технологічних витрат активної потужності в ній.

Після чого визначається погодинний графік гарячого резерву ОЕС України на розрахункову добу та порядок блоків в ньому від найдешевшого до найдорожчого.

Визначаються порядки пусків з резерву для блоків, тривалість пуску яких не перевищує восьми годин, та для блоків, тривалість пуску яких перевищує вісім годин, виходячи із мінімальної тривалості пуску блоків від часу надання команди диспетчером до часу досягнення блоком повного навантаження за технічними характеристиками, що відповідають тепловому стану блоків.

Порядки пусків з резерву визначаються окремо для блоків, які працюють в "острові Бурштинської ТЕС", та блоків, які працюють в іншій частині ОЕС України.

Визначається порядок зупинки блоків у резерв до кінця розрахункової доби з числа блоків, які включені до заданого графіка навантаження понад мінімальний склад працюючих блоків за мережними обмеженнями та понад мінімально допустимий склад обладнання станції. Також визначається порядок переключення блоків, які працюють в "острові Бурштинської ТЕС", з шин електромережі ENTSO-E на шини електромережі ОЕС України.

У зазначених порядках блоки упорядковуються від найдорожчого до найдешевшого блока за їх розрахунковою заявленою ціною, розрахованою на розрахунковий період максимального покриття при умові роботи блока в період Start-End на максимальній заявленій робочій потужності.

Визначається порядок зупинки блоків у резерв у період End-Start :

- з числа маневрених блоків (корпусів) за ознакою пуску/зупинки $M_{бр} = 1$, що були залишені в роботі;
- з числа блоків 100, 150, 200 МВт та двокорпусних блоків 100 та 300 МВт, які незаявлені за ознакою пуску/зупинки $M_{бр} = 1$ та які включені до заданого графіка навантаження в період End-Start понад мінімальний склад працюючих блоків за мережними обмеженнями та понад мінімально допустимий склад обладнання станції.

У зазначених порядках блоки упорядковуються від найдорожчого до найдешевшого блока за питомою економією витрат.

По кожному блоку здійснюється перевірка заданого графіка навантаження на наявність порушення технологічної сумісності з заданим графіком навантаження на добу, що передує розрахунковій, за такими правилами:

- 1) технологічна сумісність заданих графіків навантаження порушується:
 - для моноблоків та двокорпусних блоків при роботі в двокорпусному режимі:

якщо впродовж розрахункового періоду максимального покриття доби, що передує розрахунковій, та на перший розрахунковий період розрахункової доби виконується умова $P_{\text{бр}}^r > 0$, а на останній розрахунковий період доби, що передує розрахунковій, виконується умова $P_{\text{бр}}^r = 0$ та мінімальна тривалість простою блока T_6^0 перевищує тривалість простою від розрахункового періоду, в якому блок був зупинений, і до кінця цієї доби;

– для двокорпусних блоків при роботі в однокорпусному режимі:

якщо впродовж розрахункового періоду максимального покриття доби, що передує розрахунковій, та на перший розрахунковий період розрахункової доби виконується умова $P_{\text{бр}}^r > P_6^{\text{ml}}$, а на останній розрахунковий період доби, що передує розрахунковій, виконується умова $P_{\text{бр}}^r < P_6^{\text{ml}}$ та мінімальна тривалість простою блока (корпусу) T_6^0 перевищує тривалість простою від розрахункового періоду, в якому блок (корпус) був зупинений, і до кінця цієї доби;

якщо впродовж розрахункового періоду максимального покриття доби, що передує розрахунковій, та на перший розрахунковий період розрахункової доби виконується умова $0 < P_{\text{бр}}^r < P_6^{\text{ml}}$, а на останній розрахунковий період доби, що передує розрахунковій, виконується умова $P_{\text{бр}}^r = 0$ та мінімальна тривалість простою корпусу блока T_6^0 перевищує тривалість простою від розрахункового періоду, в якому корпус блока був зупинений, і до кінця цієї доби;

2) в інших випадках технологічна сумісність графіків навантаження не порушується.

У випадках виявлення порушення технологічної сумісності заданих графіків навантаження блока необхідно визначити додатковий порядок зупинки блоків у резерв в заданому графіку навантаження доби, що передує розрахунковій, з числа блоків, відключення яких не призведе до порушення мінімального складу працюючих блоків за мережними обмеженнями та

мінімально допустимого складу обладнання станції, та для яких $P_{\text{бр}}^{\Gamma} = 0$ на перший розрахунковий період заданого графіка навантаження розрахункової доби. У зазначеному порядку блоки упорядковуються від найдорожчого до найдешевшого блока за їх розрахунковою заявленою ціною, розрахованою на розрахунковий період максимального покриття при умові роботи блока в період Start-End на максимальній заявленій робочій потужності.

Додаткові порядки зупинки блоків у резерв для усунення порушення технологічної сумісності заданих графіків навантаження визначаються окремо для блоків, які працюють в острові "Бурштинської ТЕС", та блоків, які працюють в іншій частині ОЕС України.

Заданий обсяг виробітку електричної енергії визначається на підставі розробленого графіка навантаження ($P_{\text{б}}^{\Gamma}$, МВт):

1) для блоків, що мають знаходитися в роботі за вимогами електромережі ENTSO-E ($BC_{\text{бр}} = 1$) згідно з формулою:

$$\mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{с}} = P_{\text{бр}}^{\text{с}} \times T^{\text{pn}}, \quad (3.13)$$

2) для інших блоків згідно з формулою:

$$\mathcal{E}_{\text{бр}}^{\text{с}} = \frac{P_{\text{б}(p-1)}^{\text{с}} + P_{\text{бр}}^{\text{с}}}{2} \times T^{\text{pn}}, \quad (3.14)$$

де: $P_{\text{бр}}^{\Gamma}$ – величина навантаження блоку на відповідну годину доби згідно з заданим графіком навантаження;

T^{pn} – тривалість розрахункового періоду.

При цьому за $P_{\text{б0}}^{\Gamma}$ приймається величина навантаження блоку на 24-00 минулої доби [47].

3.3.3 Метод відносних приростів для розподілу навантажень між ТЕС

Оптимальний розподіл навантажень між паралельно працюючими турбогенераторами ТЕС набув актуальності разом зі створенням перших електростанцій з кількома паралельно працюючими генераторними

установками, а згодом, регіональних і об'єднаних електроенергетичних систем. З огляду на очевидну залежність сумарних показників ефективності від режимів навантаження паралельно працюючих одиниць генеруючого обладнання (енергоблоків, турбоагрегатів ТЕС і ТЕЦ з поперечними зв'язками), оптимальний розподіл навантажень посідав усе більше місце як у практиці оперативного управління електроенергетичними системами, так і при вирішенні задач прогнозування перспективного розвитку енергетичних систем.

Математична постановка, критерії, методи та засоби оптимізації змінюються разом зі змінами зовнішніх умов розвитку електроенергетики. За часів планової економіки розподіл навантажень здійснювався здебільшого за критерієм мінімуму системних витрат умовного палива. З упровадженням економічних механізмів управління електроенергетикою набув важливості критерій мінімуму собівартості виробництва електричної енергії. Останнім часом разом із ним використовується критерій мінімуму оптової ціни купівлі електричної енергії від ТЕС, конкуруючих за навантаження, еколого-економічні та інші складні критерії. Загальний зміст задачі оптимального навантаження ТЕС зводиться до того, що сумарне активне навантаження енергетичної системи N_c з M паралельно працюючими турбоагрегатами (енергоблоками) ТЕС слід розподілити між ними таким чином, щоб забезпечити мінімум системної витрати умовного палива C_0 , з урахуванням обмежень на мінімум та максимум робочої потужності:

$$C_0 = \sum_{i=1}^M C_i(N_i) \Rightarrow \min ; \quad (3.15)$$

$$\sum_{i=1}^M N_i = N_s ; \quad (3.16)$$

$$N_i^{\min} \leq N_i \leq N_i^{\max}, i = 1 \dots M, \quad (3.17)$$

де: N_i – потужність кожного енергоблоку, що підлягає оптимізації;

M – кількість працюючих енергоблоків;

N_s – сумарне навантаження енергоблоків ТЕС;

N_i^{\max} – максимальна потужність кожного енергоблоку;

N_i^{\min} – мінімальна потужність кожного енергоблоку;

$C_i(N_i)$ – витратні функції енергоблоків.

Рішення задачі без урахування обмежень отримано в методом пошуку умовного екстремуму з використанням методу Лагранжа, тобто шляхом прирівняння до нуля часткових похідних від допоміжної функції Лагранжа:

$$\frac{\partial}{\partial N_i} (\sum_{i=1}^M (C_i N_i) + \lambda \times N_i) = 0, i = 1 \dots M, \quad (3.18)$$

де λ – постійний множник Лагранжа.

На підставі цього було отримано загальний принцип оптимальних навантажень у вигляді умови рівності відносних витрат:

$$\varepsilon_i (N_i^0) = \lambda; \quad (3.19)$$

де $i = 1 \dots M$ – умовний номер енергоблоку;

$\varepsilon_i (N_i^0) = \frac{\partial C_i}{\partial N_i}$ – відносна витрата;

N_i^0 – оптимальна потужність кожного енергоблоку.

Одержане рішення не містить обмежень щодо вигляду витратних функцій та режимів використання енергетичного обладнання і тому вважається загальним [40].

3.4 Визначення вхідних параметрів для розробки усереднених балансів потужності на 2018 рік та прогнозних балансів потужності на 2020 рік

3.4.1 Проведення кореляційно-регресійного аналізу залежності рівня фактичного споживання 2016-2018 рр. від температури навколишнього середовища, побудова математичних моделей

Для аналізу динаміки рівня споживання було обрано по одному місяцю для кожної пори року: для зими – січень, весни – квітень, літа – липень, осіні – жовтень.

Здійснюючи порівняльний аналіз абсолютних значень фактичного добового споживання в ОЕС України для обраних місяців, починаючи з 2016 року (07.05.2015 була прийнята постанова КМУ № 263 про особливості регулювання відносин в сфері енергетики на тимчасово не контрольованій території, таким чином аналіз даних споживання що передують даті прийняття зазначеної постанови буде не коректним), не спостерігається чіткого тренду, щодо збільшення/зменшення рівня споживання, в зв'язку зі значним відхиленням середньодобової температури повітря для місяців кожного року. Порівняння рівнів споживання окремих діб зазначених місяців (з умовно однаковою середньодобовою температурою повітря не дасть коректного результату через значну інерційність споживання). Зважаючи на викладене, прийнято рішення засобами кореляційно-регресійного аналізу створити математичні моделі залежності споживання в ОЕС України від середньодобової температури повітря (єдиний фактор, що суттєво впливає на рівень споживання). Для спрощення подальшої побудови профілів споживання, за допомогою пакета MS Excel, визначимо математичні моделі окремо для кожної характерної точки графіку споживання (нічний провал, ранковий/денний максимум, вечірній максимум) для кожного з обраних місяців 2016-2018 рр. Залежність рівня споживання електроенергії від

температури обраних місяців за період 2016-2018 рр. показано на рисунках 3.1-3.12.

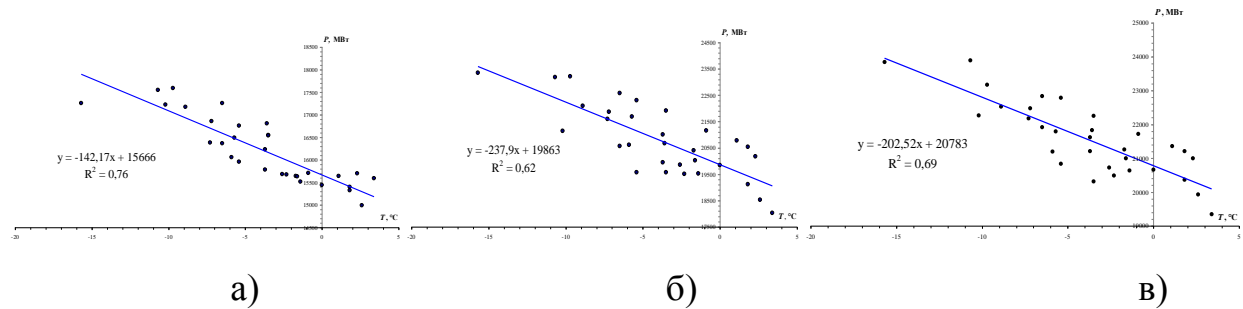


Рисунок 3.1 – Залежність рівня споживання електроенергії від температури для січня 2016 р.: а) – нічний провал; б) – денний максимум; в) – вечірній максимум

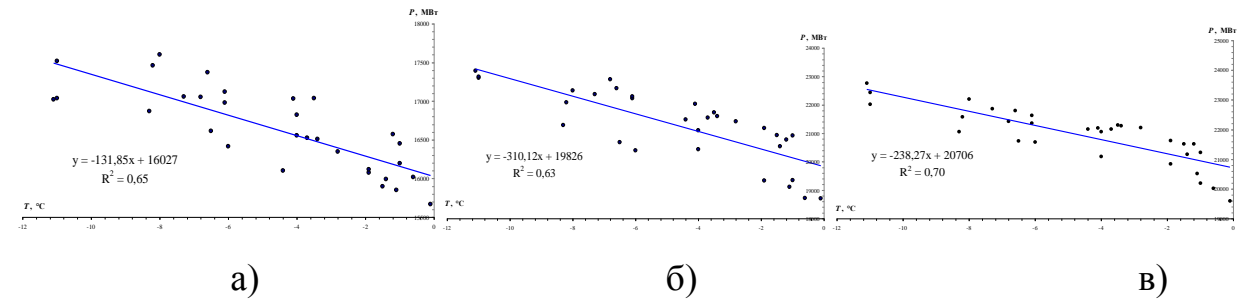


Рисунок 3.2 – Залежність рівня споживання електроенергії від температури для січня 2017 р.: а) – нічний провал; б) – денний максимум; в) – вечірній максимум

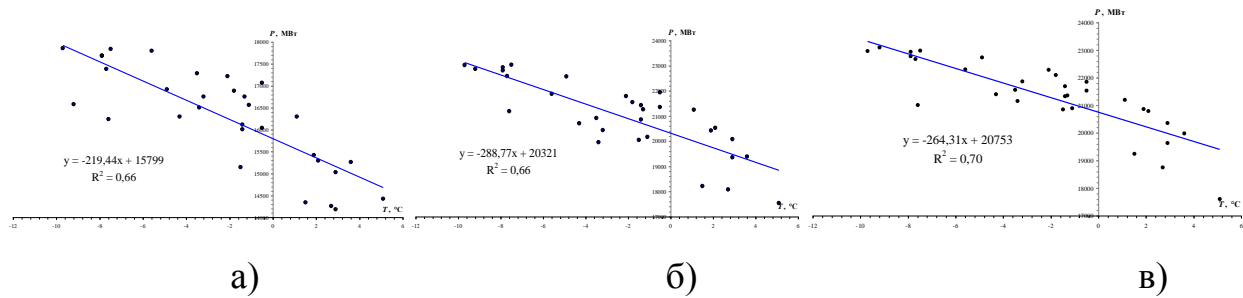


Рисунок 3.3 – Залежність рівня споживання електроенергії від температури для січня 2018 р.: а) – нічний провал; б) – денний максимум; в) – вечірній максимум

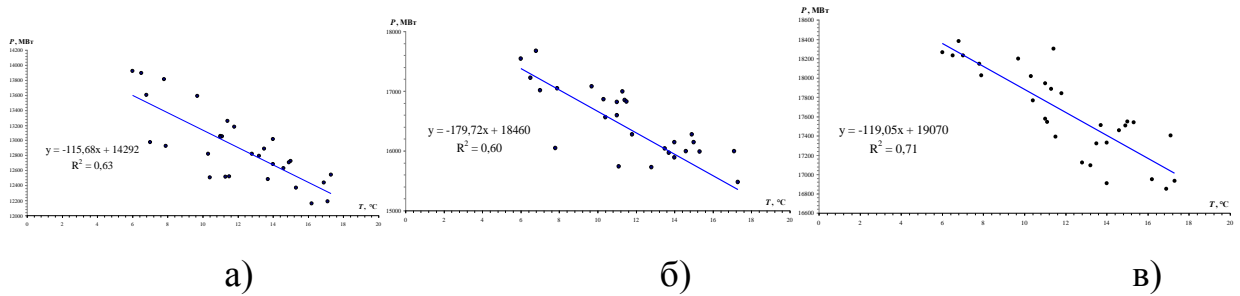


Рисунок 3.4 – Залежність рівня споживання електроенергії від температури для квітня 2016 р.: а) – нічний провал; б) – денний максимум; в) – вечірній максимум

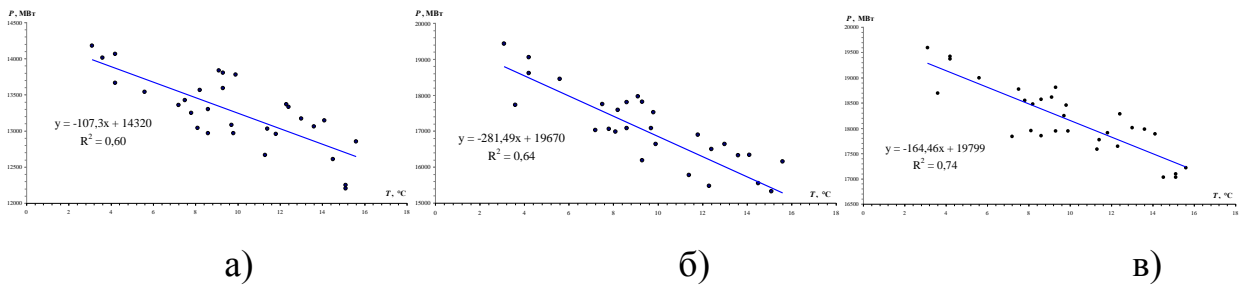


Рисунок 3.5 – Залежність рівня споживання електроенергії від температури для квітня 2017 р.: а) – нічний провал; б) – денний максимум; в) – вечірній максимум

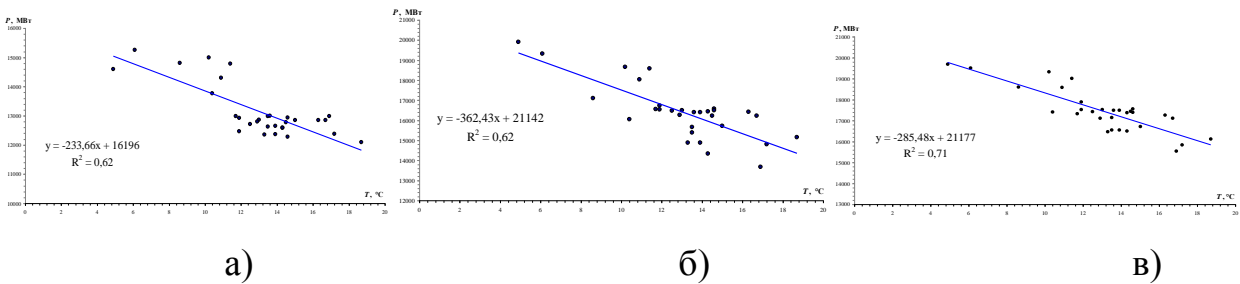


Рисунок 3.6 – Залежність рівня споживання електроенергії від температури для квітня 2018 р.: а) – нічний провал; б) – денний максимум; в) – вечірній максимум

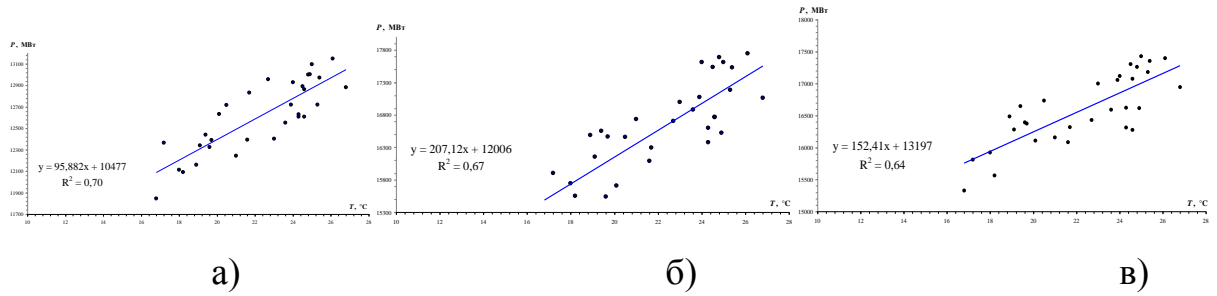


Рисунок 3.7 – Залежність рівня споживання електроенергії від температури для липня 2016 р.: а) – нічний провал; б) – денний максимум; в) – вечірній максимум

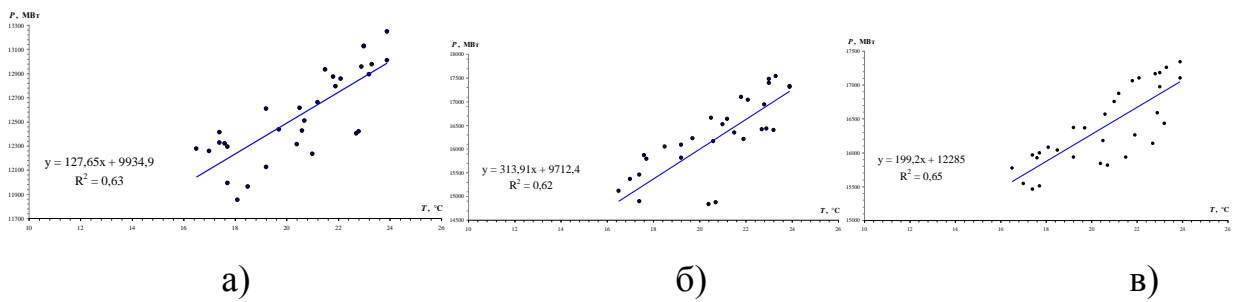


Рисунок 3.8 – Залежність рівня споживання електроенергії від температури для липня 2017 р.: а) – нічний провал; б) – денний максимум; в) – вечірній максимум

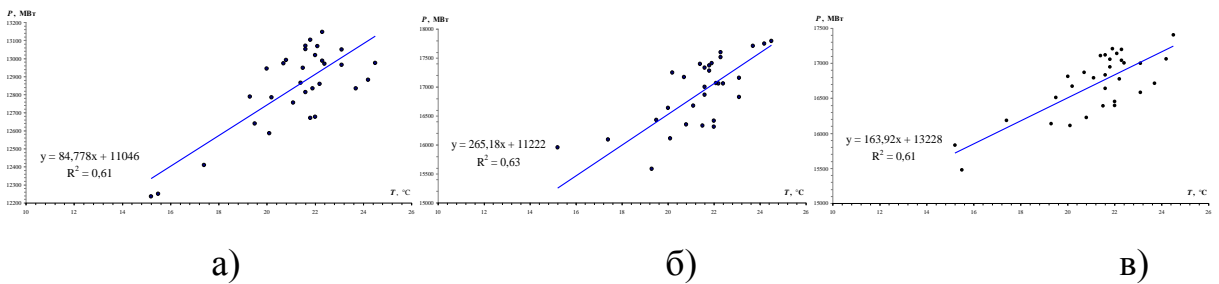


Рисунок 3.9 – Залежність рівня споживання електроенергії від температури для липня 2018 р.: а) – нічний провал; б) – денний максимум; в) – вечірній максимум

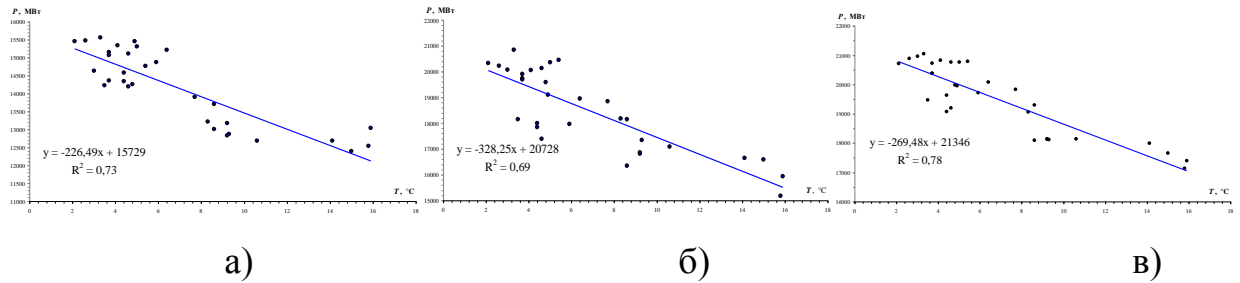


Рисунок 3.10 – Залежність рівня споживання електроенергії від температури для жовтня 2016 р.: а) – нічний провал; б) – денний максимум; в) – вечірній максимум

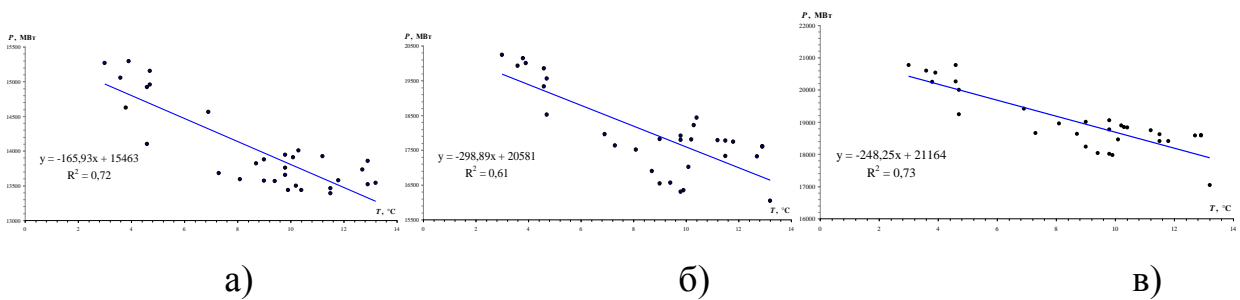


Рисунок 3.11 – Залежність рівня споживання електроенергії від температури для жовтня 2017 р.: а) – нічний провал; б) – денний максимум; в) – вечірній максимум

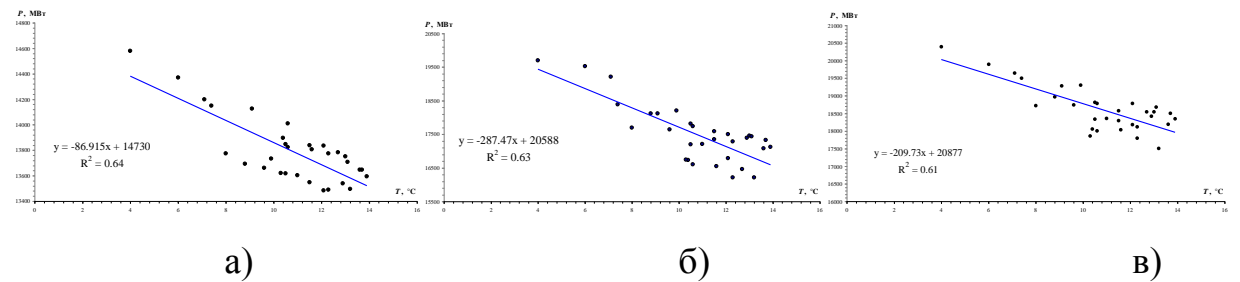


Рисунок 3.12 – Залежність рівня споживання електроенергії від температури для жовтня 2018 р.: а) – нічний провал; б) – денний максимум; в) – вечірній максимум

Коефіцієнти рівнянь математичних моделей залежності споживання електроенергії від середньодобової температури типових місяців подані в таблиці 3.1.

Зробивши аналіз отриманих коефіцієнтів рівнянь лінійної регресії та коефіцієнтів детермінації R^2 , можна сказати, що існує лінійний зв'язок між зміною температури та споживанням електроенергії, так як коефіцієнт детермінації для всіх місяців $R^2 \geq 0,6$ (див. у табл. 3.1).

Таблиця 3.1 Коефіцієнти рівняння лінійної регресії $y = ax + b$

Місяць		2016			2017			2018		
		$a =$	$b =$	$R^2 =$	$a =$	$b =$	$R^2 =$	$a =$	$b =$	$R^2 =$
Нічний провал	січень	-142,17	15665,69	0,76	-131,85	16027,1	0,65	-219,44	15798,78	0,66
	квітень	-115,68	14641,75	0,63	-107,3	14569,77	0,6	-233,66	16195,67	0,62
	липень	95,88	10476,94	0,70	127,65	9934,86	0,63	84,78	11046,3	0,61
	жовтень	-226,49	15729,22	0,73	-165,93	15462,63	0,72	-86,92	14729,8	0,64
Денний максимум	січень	-237,9	19862,52	0,62	-310,12	19826,36	0,63	-288,77	20321,37	0,66
	квітень	-179,72	18460,42	0,6	-281,49	19669,73	0,64	-362,43	21141,71	0,62
	липень	207,12	12005,61	0,67	313,91	9712,4	0,62	265,18	11221,98	0,63
	жовтень	-328,25	20728,5	0,69	-298,89	20581,03	0,61	-287,47	20588,32	0,63
Вечірній максимум	січень	-202,52	20783,13	0,69	-238,27	20705,53	0,7	-264,31	20753,43	0,70
	квітень	-119,05	19069,97	0,71	-164,46	19799,18	0,74	-285,48	21177,44	0,71
	липень	152,41	13196,85	0,64	199,2	12284,68	0,65	163,92	13228,22	0,61
	жовтень	-269,48	21345,66	0,78	-248,25	21163,6	0,73	-209,73	20876,87	0,61

3.4.2 Визначення середнього рівня споживання електричної енергії в ОЕС України на 2018 та прогнозного 2020 роки. Побудова профілів споживання 2018 та 2020 року

Для визначення прогнозних рівнів споживання електричної енергії, для кожного з вибраних місяців 2016-2018 рр. визначаємо середньомісячну добову фактичну температуру, яка склалася та усереднюємо її окремо для кожного з обраних місяців за 2016-2018 рр. (січень, квітень, липень, жовтень). Дані показані в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 Середньомісячна добова фактична температура

Місяць	2016	2017	2018	Середня за роки
січень	-3,9	-4,7	-2,3	-3,6
квітень	12,0	9,8	13,0	11,6
липень	22,2	20,5	21,2	21,3
жовтень	6,9	8,7	10,8	8,8

У визначенні математичні моделі залежності споживання електроенергії від температури (таблиця 3.1) підставляючи середню температуру за роки (таблиця 3.2) визначаємо розрахункове значення споживання для кожної характерної точки графіка споживання кожного місяця відповідного року. Отримавши характерні точки графіка споживання типових місяців кожного року при однаковій середньодобовій температурі визначаю коефіцієнт приросту споживання за рік. Прирости споживання для характерних точок графіка споживання між 2016 р. і 2017 р. та 2017 р. і 2018 р. показані в таблиці 3.3. Знайшовши середнє між цими значеннями, отримаємо середній приріст споживання за рік для характерних точок графіка.

Для розрахунку усереднених балансів потужності 2018 р., використовуючи характерні точки типових місяців 2018 р. будуюмо погодинний добовий профіль споживання для кожного з обраних місяців. Погодинне споживання електроенергії подано в таблиці 3.4, профілі споживання на рисунку 3.13.

Виходячи з визначених приростів споживання електроенергії за рік (див. у таблицю 3.3) для кожного характерного періоду профілю (нічний провал, денний максимум, вечірній максимум) визначаємо прогностні величини характерних точок профілів добового споживання для січня, квітня, липня та жовтня 2020 року (таблиця 3.5). Будуюмо прогностні добові профілі споживання для січня, квітня, липня та жовтня 2020 року враховуючи специфіку кривизни профілів для кожної пори року 2018 р. (виходячи з характерних приростів між годинами доби по ретроспективним даним) (рисунок 3.14).

Таблиця 3.3 Споживання електроенергії згідно рівнянь лінійної регресії.

Динаміка зміни рівня споживання

Характерн і точки	Місяць	2016	2017	2018	Середньо- місячна температура	Прирости, %		
						2016 – 2017	2017– 2018	середнє
Нічний провал	січень	16200	16500	16600	-3,6	1,9	0,6	1,3
	квітень	12900	13100	13500	11,6	1,6	3,1	2,4
	липень	12500	12700	12900	21,3	1,6	1,6	1,6
	жовтень	13700	14000	14000	8,8	2,2	0	1,1
Денний максимум	січень	20700	20900	21400	-3,6	1,0	2,4	1,7
	квітень	16400	16400	16900	11,6	0,0	3,0	1,5
	липень	16400	16400	16900	21,3	0,0	3,0	1,5
	жовтень	17800	18000	18100	8,8	1,1	0,6	0,9
Вечірній максимум	січень	21500	21600	21700	-3,6	0,5	0,5	0,5
	квітень	17700	17900	17900	11,6	1,1	0	0,6
	липень	16400	16500	16700	21,3	0,6	1,2	0,9
	жовтень	19000	19000	19000	8,8	0	0	0

Таблиця 3.4 Споживання електроенергії типових місяців в ОЕС України на 2018 р.

Година доби	січень	квітень	липень	жовтень
01:00	17500	14200	13800	14600
02:00	17000	13800	13300	14200
03:00	16700	13600	13100	14100
04:00	16600*	13500*	12900	14000*
05:00	16900	13800	12900*	14300
06:00	17600	14300	13500	15000
07:00	18700	15500	14300	16300
08:00	19600	16300	15000	17100
09:00	20700	16700	15800	17700
10:00	21100	16800	16200	18000
11:00	21400*	16900*	16300	18100*
12:00	21000	16700	16600	17700
13:00	20900	16600	16800	17600
14:00	20800	16600	16900*	17700
15:00	20800	16500	16700	17500
16:00	21000	16400	16600	17400
17:00	21300	16400	16500	17400
18:00	21700*	16300	16500	17700
19:00	21300	16400	16400	18700
20:00	20900	16900	16100	19000*
21:00	20500	17900*	16400	18600
22:00	20000	17100	16700*	17800
23:00	19000	16100	15600	16800
24:00	18200	14900	14700	15800
Сума	471200	380200	369600	403100

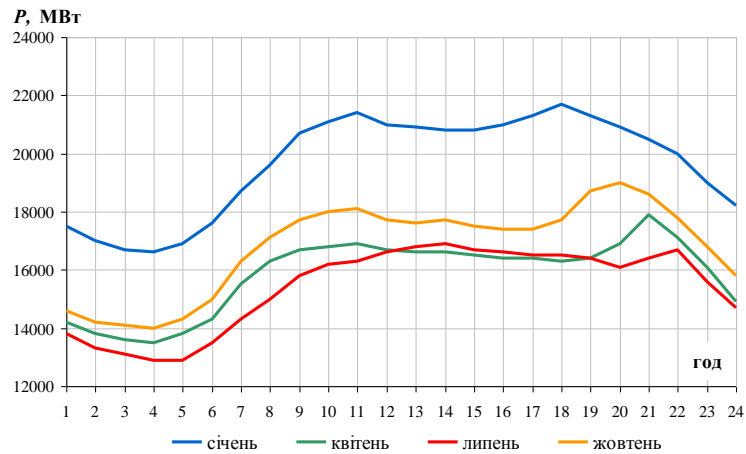


Рисунок 3.13 – Профілі середньодобового рівня споживання для типових місяців 2018 р.

Таблиця 3.5 Прогнозне споживання електричної енергії типових місяців в ОЕС України на 2020 р.

Година Доби	січень	квітень	липень	жовтень
01:00	17900	14800	14200	15100
02:00	17400	14400	13700	14700
03:00	17100	14200	13500	14400
04:00	17000*	14100*	13300	14300*
05:00	17300	14400	13300*	14700
06:00	18100	14800	13900	15300
07:00	19100	16000	14700	16600
08:00	20200	16800	15400	17400
09:00	21400	17100	16200	18000
10:00	21800	17300	16600	18300
11:00	22100*	17400*	16700	18400*
12:00	21800	17200	17000	18100
13:00	21700	17100	17200	18000
14:00	21600	17100	17300*	18100
15:00	21600	17100	17100	18000
16:00	21700	17000	16900	17900
17:00	21800	17000	16800	17900
18:00	21900*	16900	16800	18100
19:00	21600	17000	16700	18800
20:00	21300	17400	16400	19000*
21:00	20800	18100*	16700	18600
22:00	20400	17300	17000*	17800
23:00	19600	16300	16000	16900
24:00	18800	15200	15000	15800
Сума	484000	392000	378400	410200

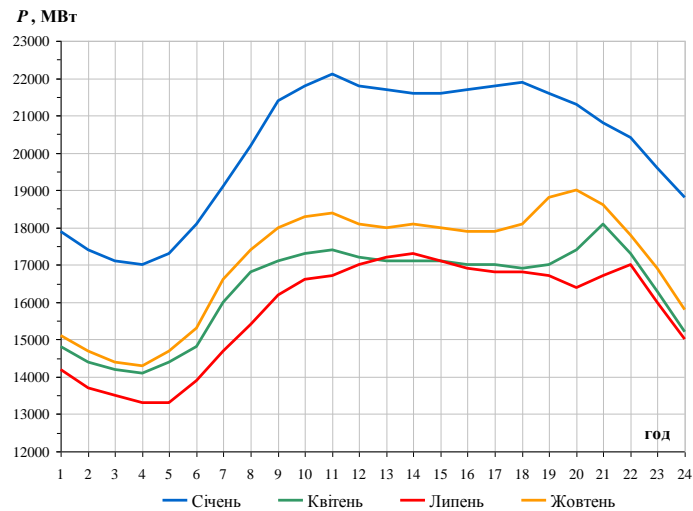


Рисунок 3.14 – Прогнозні профілі споживання електроенергії для типового доби січня, квітня, липня та жовтня 2020 р.

3.4.3 Розробка усереднених балансів потужності в ОЕС України на 2018

При проходженні практики на ДП "Енергоринок" був зроблений аналіз заявок робочої потужності виробників електричної енергії для кожного обраного місяця (січень, квітень, липень, жовтень) у 2018 р. на основі яких було визначено середньомісячну добову заявку кожного виробника. Погодинний середньодобовий виробіток обраних нами місяців 2018 р. для ВЕС та СЕС подано в таблиці 2.1.

На основі усереднених заявок робочої потужності та специфіки роботи виробників електричної енергії в залежності від пори року було розроблено усереднені добові баланси потужності для кожного обраного місяця. При розробці усереднених балансів було використано програмне забезпечення ДП "Енергоринок", яке використовується для щоденного розрахунку балансів потужності для ОЕС України. Також для розробки балансів були прийняті типові вимоги в частині резервів ОЕС України, які визначаються ДП "НЕК "Укренерго" для кожного добового балансу [47], а саме сумарний

гарячий резерв та ТЕС повинен бути не менше $500 + 0,2 \cdot (1000 - \text{Рзаплан.хол.мобільн.рез})$

де Рзаплан.хол.мобільн.рез – запланований холодний мобільний резерв (максимальна сумарна заявлена потужність енергоблоків з тривалістю пуску до 8-ми годин, що знаходяться в холодному резерві)

сумарний гарячий резерв та ГЕС повинен бути не менше 500 МВт та резерв на розвантаження ТЕС не менше 200 МВт.

Мінімально допустимий склад обладнання ТЕС для типових діб січня, квітня, липня та жовтня 2018 року визначаємо за додатком В Правил ОРЕ [47] відповідно до середньомісячної температури, що була визначена у таблиці 3.2.

Частка виробленої електроенергії кожної з генерацій представлено в додатку А в таблицях А.1, А.2, А.3, А.4. На рисунках 3.15 – 3.18 показано структуру генерації в ОЕС України в загальному обсязі та в розрізі доби для кожного з обраних місяців.

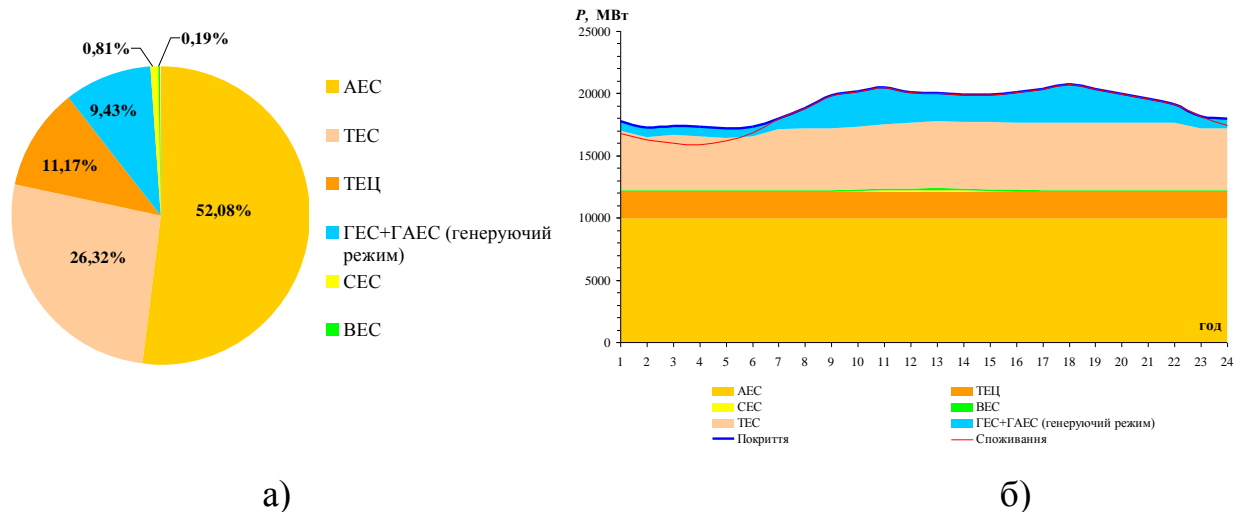


Рисунок 3.15 – Структура виробництва електроенергії в ОЕС України у січні 2018 р.: а) – діаграма виробництва; б) – графік виробництва та споживання електроенергії

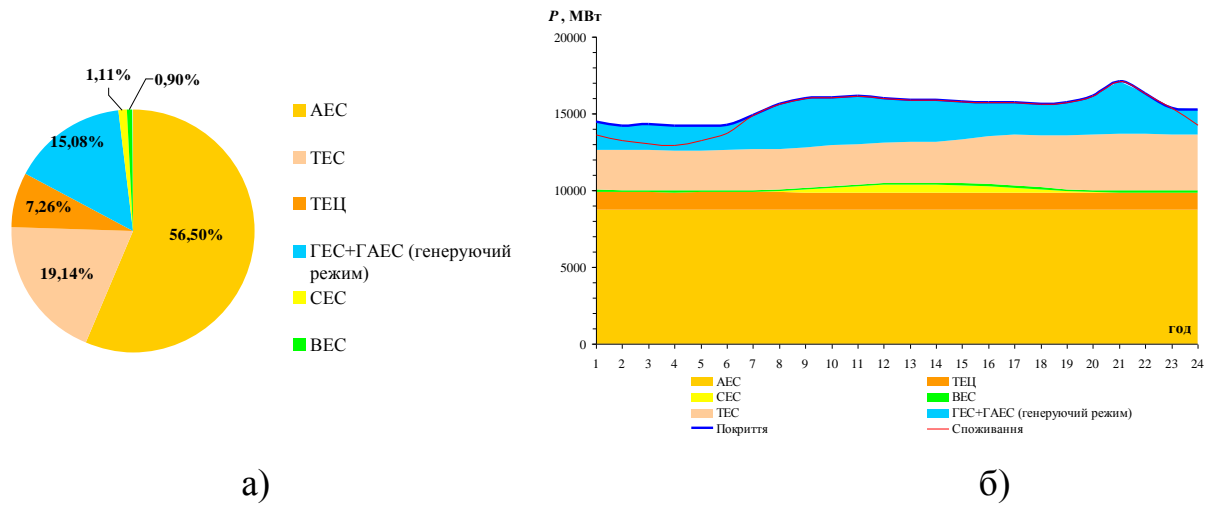


Рисунок 3.16 – Структура виробництва електроенергії в ОЕС України у квітні 2018 р.: а) – діаграма виробництва; б) – графік виробництва та споживання електроенергії

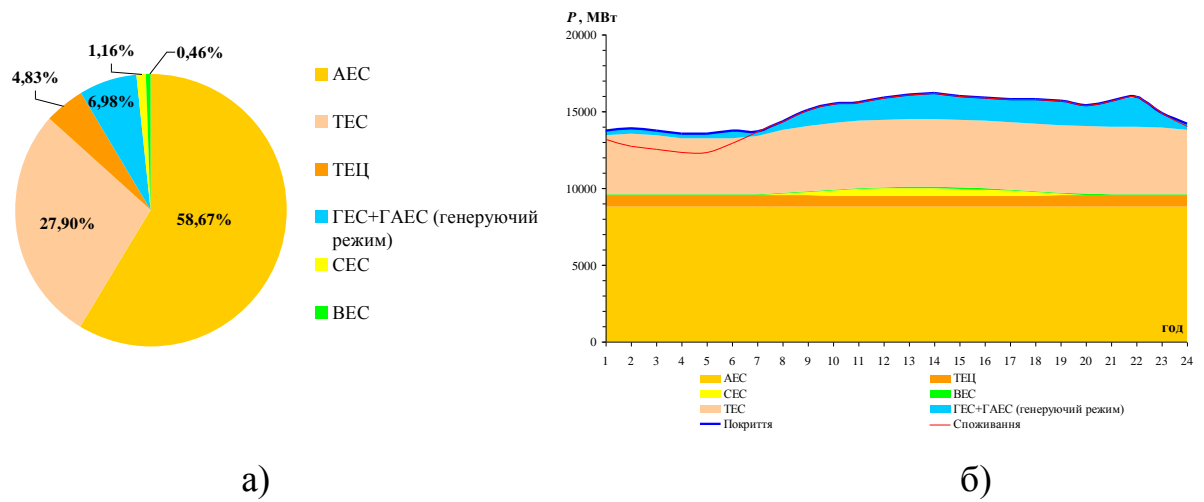


Рисунок 3.17 – Структура виробництва електроенергії в ОЕС України у липні 2018 р.: а) – діаграма виробництва; б) – графік виробництва та споживання електроенергії

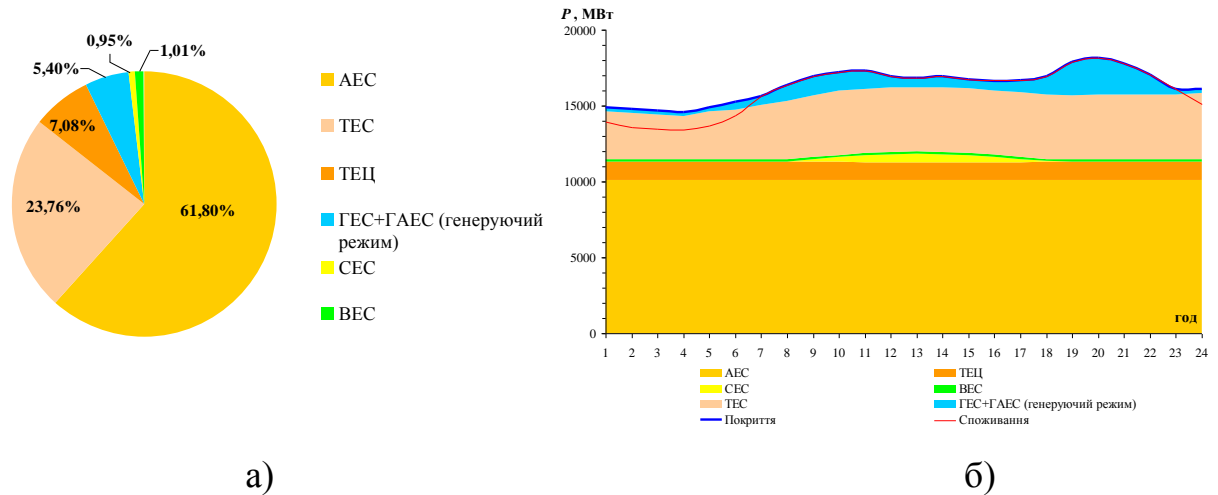


Рисунок 3.18 – Структура виробництва електроенергії в ОЕС України у жовтні 2018 р.: а) – діаграма виробництва; б) – графік виробництва та споживання електроенергії

3.4.4 Визначення прогнозного рівня генерації СЕС та ВЕС на 2020 р.

Для визначення прогнозного рівня генерації ВЕС та СЕС на 2020 рік користуючись своїм правом, що надає стаття 34 Конституції України а також статті 3, 4, 14 Закону України “Про доступ до публічної інформації” було прийнято рішення направити на НЕК “Укренерго” запит на отримання публічної інформації щодо прогнозних обсягів генеруючих потужностей, що вводяться за роками та виданих ТЕС, відновлюваних джерел енергії на січень, квітень, липень та жовтень 2020 року (додаток Є). Зазначена інформація, за підписом уповноваженої особи була надана НЕК "Укренерго" (додаток Ж) у визначений законодавством строк проте без розбивки по місяцях. Таким чином при подальших розрахунках балансів потужності для кожного з обраних місяців буду вимушений враховувати встановлену потужність ВЕС та СЕС на одному рівні для всіх обраних для розрахунку місяців.

Отже, отримавши дані щодо встановленої потужності ВЕС та СЕС на 2020 рік та розрахувавши середній КВВП (див. у табл. 2.3) визначаю прогнозний погодинний графік виробництва для ВДЕ на 2020 рік. Розрахунок проведений в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 Прогнозований погодинний виробіток електроенергії ВЕС та СЕС для типових діб 2020 р.

Годи -на добу	$P_{ВП}$, МВт		КВВП								Виробіток МВт·год							
			січень		квітень		липень		жовтень		січень		квітень		липень		жовтень	
	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС	ВЕС	СЕС
01:00	3653,4	3388,7	0,39	0	0,36	0	0,23	0	0,39	0	1432	0	1312	0	829	0	1425	0
02:00	3653,4	3388,7	0,39	0	0,34	0	0,22	0	0,39	0	1410	0	1260	0	822	0	1425	0
03:00	3653,4	3388,7	0,39	0	0,34	0	0,21	0	0,4	0	1414	0	1235	0	767	0	1461	0
04:00	3653,4	3388,7	0,39	0	0,34	0	0,21	0	0,39	0	1418	0	1228	0	767	0	1425	0
05:00	3653,4	3388,7	0,38	0	0,32	0	0,21	0	0,38	0	1403	0	1187	0	764	0	1388	0
06:00	3653,4	3388,7	0,40	0	0,32	0	0,22	0	0,38	0	1447	0	1169	0	811	0	1388	0
07:00	3653,4	3388,7	0,39	0	0,32	0	0,20	0,02	0,39	0	1439	0	1162	14	723	58	1425	0
08:00	3653,4	3388,7	0,40	0	0,30	0,06	0,14	0,08	0,39	0,02	1450	3	1107	203	522	285	1425	68
09:00	3653,4	3388,7	0,38	0,02	0,28	0,18	0,13	0,21	0,35	0,11	1399	68	1012	610	493	712	1279	373
10:00	3653,4	3388,7	0,37	0,07	0,28	0,31	0,15	0,33	0,33	0,24	1341	247	1008	1064	533	1125	1206	813
11:00	3653,4	3388,7	0,36	0,14	0,29	0,42	0,16	0,43	0,34	0,35	1297	488	1056	1440	599	1444	1242	1186
12:00	3653,4	3388,7	0,34	0,19	0,30	0,50	0,19	0,48	0,36	0,41	1249	627	1114	1701	687	1627	1315	1389
13:00	3653,4	3388,7	0,34	0,19	0,33	0,52	0,21	0,50	0,37	0,44	1231	651	1191	1779	764	1684	1352	1491
14:00	3653,4	3388,7	0,33	0,17	0,35	0,51	0,22	0,49	0,37	0,42	1195	583	1279	1745	807	1671	1352	1423
15:00	3653,4	3388,7	0,32	0,12	0,37	0,48	0,23	0,46	0,37	0,37	1184	413	1363	1610	851	1542	1352	1254
16:00	3653,4	3388,7	0,33	0,05	0,38	0,41	0,22	0,40	0,37	0,28	1195	176	1403	1379	815	1362	1352	949
17:00	3653,4	3388,7	0,33	0,01	0,38	0,31	0,22	0,32	0,36	0,16	1220	20	1388	1047	807	1081	1315	542
18:00	3653,4	3388,7	0,36	0	0,37	0,19	0,21	0,22	0,35	0,05	1304	0	1337	630	760	732	1279	169
19:00	3653,4	3388,7	0,38	0	0,36	0,06	0,20	0,11	0,37	0	1374	0	1315	220	742	376	1352	0
20:00	3653,4	3388,7	0,40	0	0,36	0,01	0,20	0,03	0,39	0	1447	0	1330	24	716	91	1425	0
21:00	3653,4	3388,7	0,40	0	0,38	0	0,20	0	0,40	0	1454	0	1388	0	745	0	1461	0
22:00	3653,4	3388,7	0,40	0	0,37	0	0,21	0	0,40	0	1450	0	1366	0	771	0	1461	0
23:00	3653,4	3388,7	0,39	0	0,37	0	0,23	0	0,40	0	1421	0	1359	0	826	0	1461	0
24:00	3653,4	3388,7	0,4	0	0,36	0	0,24	0	0,40	0	1461	0	1326	0	873	0	1461	0
Сума	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	8263 5	8276	2989 5	1346 6	1779 4	1379 0	8302 7	9657

Профілі виробітку ВЕС та СЕС для типових діб на 2020 р. показано на рисунку 3.15.

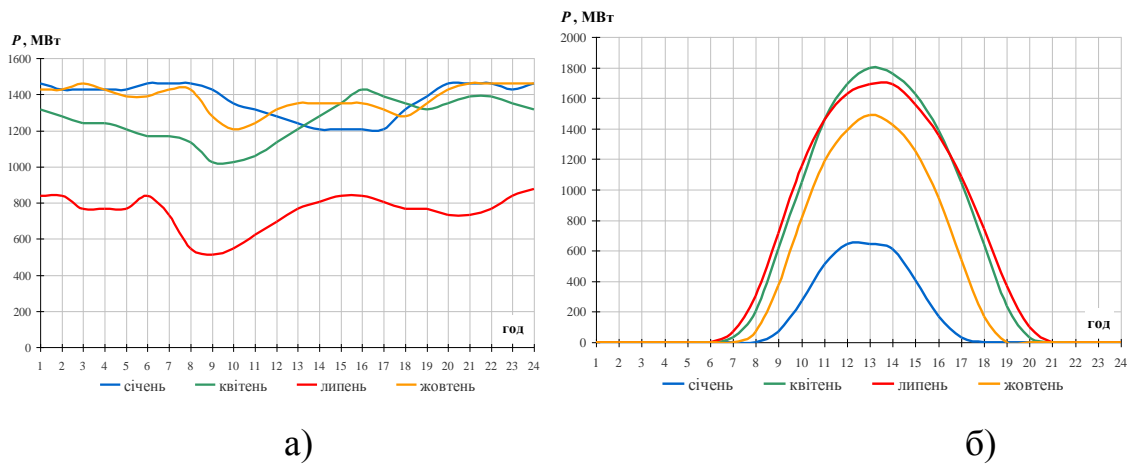


Рисунок 3.19 – Профілі виробництва електроенергії ВДЕ середньомісячної доби 2020 р.: а – ВЕС; б) – СЕС

3.4.5 Визначення прогнозного рівня генерації ТЕС, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС та АЕС на 2020 р.

Початковою позиція розрахунку прогнозних добових балансів потужності на 2020 рік приймаю усереднений рівень АЕС за аналогічний період 2018 року з врахуванням річного графіку планових ремонтів. Кінцевий рівень АЕС буде визначений виходячи з вхідних параметрів та розроблених балансів потужності.

Великі ТЕЦ та промстанції з комбінованою роботою на відпуск тепла та електроенергії останні роки в більшій мірі працюють по тепловим графікам (відпуск електроенергії не є самою ціллю їх роботи) в той же час їх рівень виробітку електроенергії із року в рік знаходиться приблизно на одному рівні. Таким чином в прогнозних добових балансах потужності на 2020 рік закладу їх на рівні усередненого балансу 2018 року.

Мінімально допустимий склад обладнання ТЕС для прогнозних добових графіків навантаження для січня, квітня, липня та жовтня 2020 року визначаємо аналогічно усередненим балансам потужності 2018 року відповідно до додатку В правил ОРЕ [47-48]. Оптимізацію навантаження буде здійснена на змодельованих автором цінових та потужносних параметрах.

Аналіз тенденції зміни приточності річок, наявного водного ресурсу по Дніпровському та Дністровському каскадах, України не проводився. В прогнозних добових балансах потужності на 2020 рік закладу їх на рівні усередненого балансу 2018 року.

3.5 Розробка прогнозних балансів потужності на 2020 р.

3.5.1 Розробка прогнозних балансів потужності на 2020 рік в умовах діючої нормативно-правової бази

Використовуючи визначені вхідні параметри щодо рівня генерації та споживання, у відповідності до методик визначення прогнозу електроспоживання, прогнозу необхідного покриття та складання заданого графіку навантаження з виконанням режимних вимог щодо необхідних резервів на завантаження, розвантаження та мобільних холодних резервів, були розроблені прогнозні добові баланси потужності для ОЕС України на 2020 рік (блок-схема алгоритму здійснення розрахунку наведена в додатку Д).

Результуючі діаграми щодо прогнозної добової структури генерації обраних для розрахунку місяців 2020 року показані на рисунках 3.20-3.23. Частка виробленої електроенергії кожним видом генерації наведена в додатку Б.

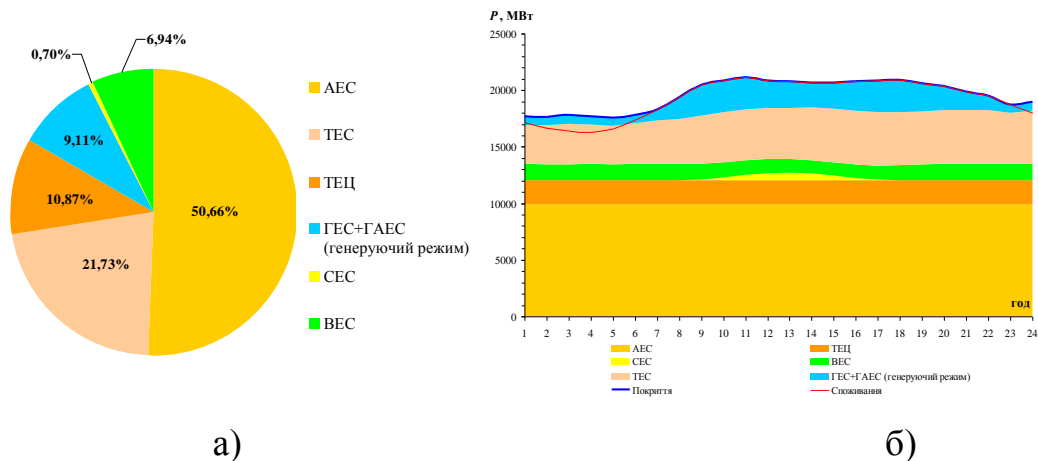
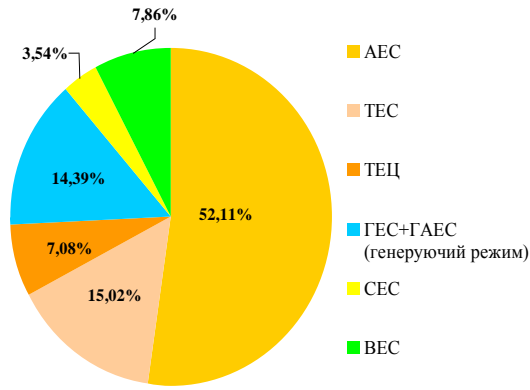
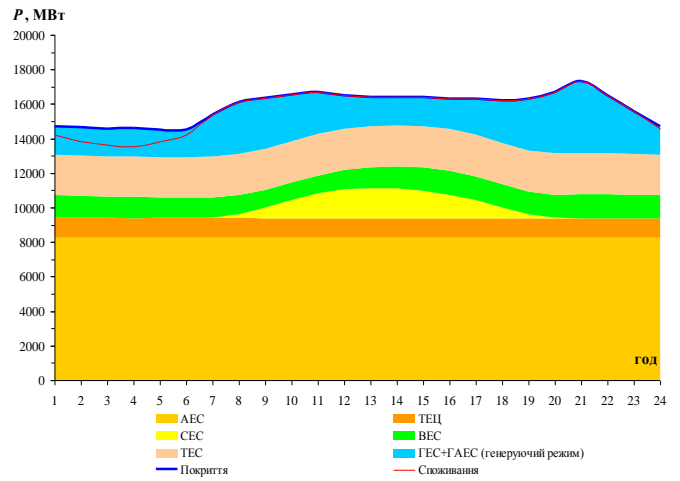


Рисунок 3.20 – Прогнозна структура виробництва електроенергії в ОЕС України у січні 2020 р.: а) – діаграма виробництва; б) – графік виробництва та споживання електроенергії

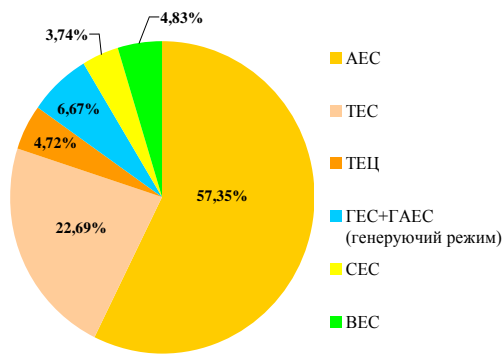


а)

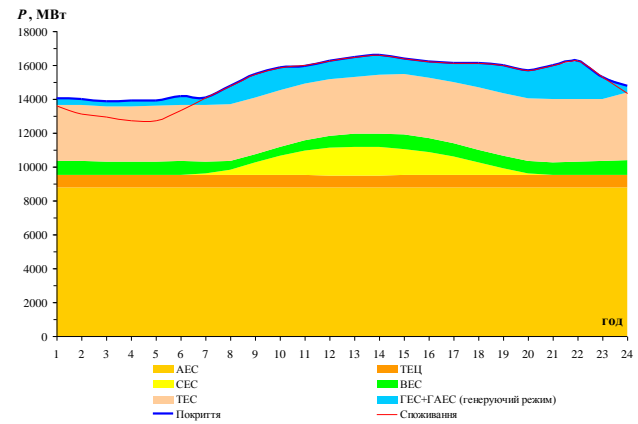


б)

Рисунок 3.21 – Прогнозна структура виробництва електроенергії в ОЕС України у квітні 2020 р.: а) – діаграма виробництва; б) – графік виробництва та споживання електроенергії



а)



б)

Рисунок 3.22 – Прогнозна структура виробництва електроенергії в ОЕС України у липні 2020 р.: а) – діаграма виробництва; б) – графік виробництва та споживання електроенергії

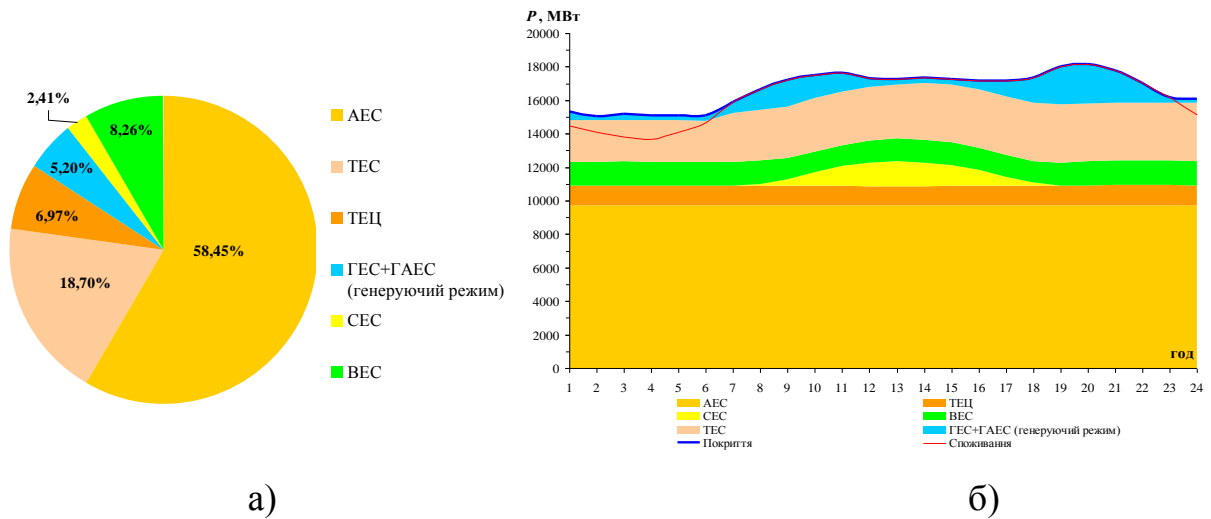


Рисунок 3.23 – Прогнозна структура виробництва електроенергії в ОЕС України у жовті 2020 р.: а) – діаграма виробництва; б) – графік виробництва та споживання електроенергії

Порівняльний аналіз розрахованих балансів потужності 2018 та 2020 років. подано в таблиці 3.7

Таблиця 3.7 Порівняльний аналіз балансів потужності в ОЕС України на 2018 та 2020 рр.

Параметр	січень			квітень			липень			жовтень		
	2018	2020	Різниця, %	2018	2020	Різниця, %	2018	2020	Різниця, %	2018	2020	Різниця, %
Покриття, МВт*год	457602	470439	2,8	371039	380435	2,5	359977	368291	2,3	393388	399920	1,7
Споживання, МВт*год	450924	463724	2,8	364264	376064	3,2	353765	362565	2,5	385852	392952	1,8
Генерація												
	Сумарний виробіток, МВт*год		Різниця	Сумарний виробіток, МВт*год		Різниця	Сумарний виробіток, МВт*год		Різниця	Сумарний виробіток, МВт*год		Різниця
АЕС	238320	238320	0	209640	198240	-11400	211200	211200	0	243120	233760	-9360
ТЕС	120429	102241	-18188	71034	57138	-13896	100428	83567	-16861	93459	74800	-18659
ТЕЦ	51116	51116	0	26944	26944	0	17377	17377	0	27861	27861	0
ВЕС	3721	32635	28914	3352	29895	26543	1666	17794	16128	3964	33027	29063
СЕС	859	3276	2417	4107	13466	9359	4189	13790	9601	3750	9657	5907
ГЕС+ГАЕС (генеруючий режим)	43157	42851	-306	55962	54752	-1210	25117	24563	-554	21234	20815	-419

Отже, розраховані усереднені та прогнозні баланси потужності на 2018 і 2020 рр., відповідно, показують що генерація ВЕС та СЕС у січні та липні 2020 року витісняє генерацію ГКТЕС а в квітні та жовтні ГКТЕС та АЕС,

витіснення гідроресурсу пов'язане з необхідністю виконання резервів на завантаження в період END-START шляхом зменшення тривалості роботи ГАЕС в моторному режимі а як наслідок і в генераторному. Водночас рівень необхідного розвантаження АЕС для в кожному розрахунковому періоді доби становить: для квітня – 475 МВт, жовтня – 390 МВт. Слід зазначити, що несумісність добового балансу в жовтні виникала в нічний провал, в той час як в квітні несумісність була “денною”. Доцільно буде визначити встановлену потужність ВЕС та СЕС при якій при якій буде забезпечено максимально можливий рівень генерації АЕС.

3.5.2 Визначення граничної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС, що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС в умовах діючої нормативно-правової бази

Для визначення граничної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС, що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС в умовах діючої нормативно-правової бази були розроблені прогнозні добові баланси потужності для місяців, в яких відповідно до розрахованих балансів в п.п. 3.5.1 здійснювалось розвантаження АЕС тобто для квітня та жовтня 2020 року при цьому рівень АЕС було зафіксовано на початковому рівні а несумісний режим усувався шляхом зменшення частки СЕС та ВЕС. Всі інші вхідні параметри залишились без змін.

Експериментальним шляхом було визначено що гранична встановлена потужність ВЕС та СЕС що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС в умовах діючої нормативно-правової бази становить: у квітні 2020 року ВЕС – 2808,8 МВт, СЕС – 2404,9 МВт, у жовтні ВЕС – 2653,8 МВт, СЕС – 3388,7 МВт.

Так як характер несумісності в квітні відрізнявся від жовтня то і граничні величини встановленої потужності СЕС та ВЕС для них різні як по обсягу так і по виду генерації.

Прогнозні баланси потужності для квітня та жовтня 2020 року з врахуванням граничної встановленої потужності ВЕС та СЕС показані в додатку В таблиці В.1-В.2. Результуючі діаграми щодо прогнозної структури генерації показані на рисунку 3.24-3.25.

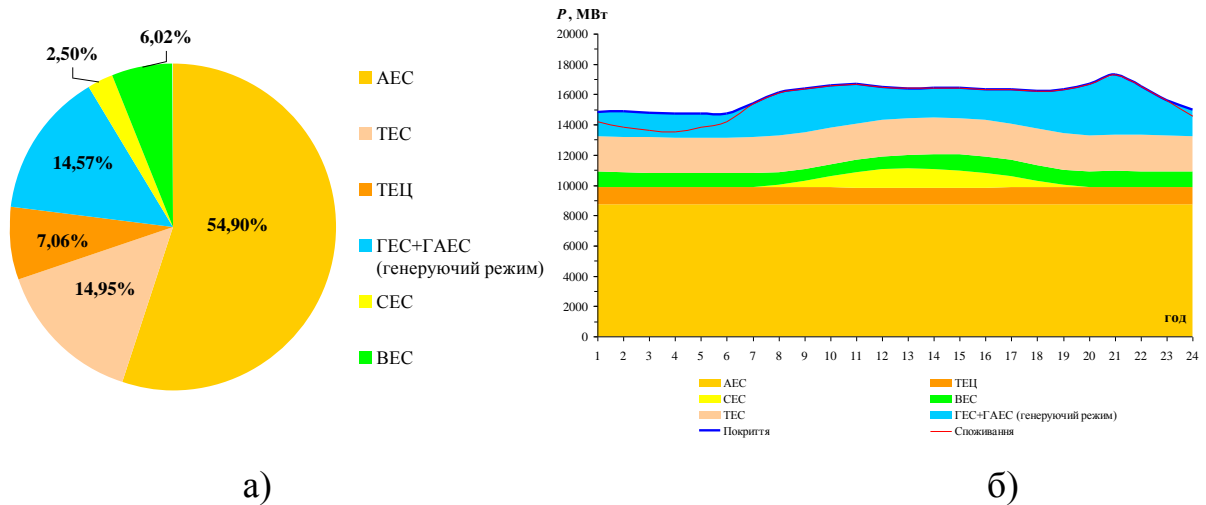


Рисунок 3.24 – Прогнозна структура виробництва електроенергії в ОЕС України у квітні 2020 р. з допустимою встановленою потужністю ВЕС та СЕС: а) – діаграма виробництва; б) – графік виробництва та споживання електроенергії

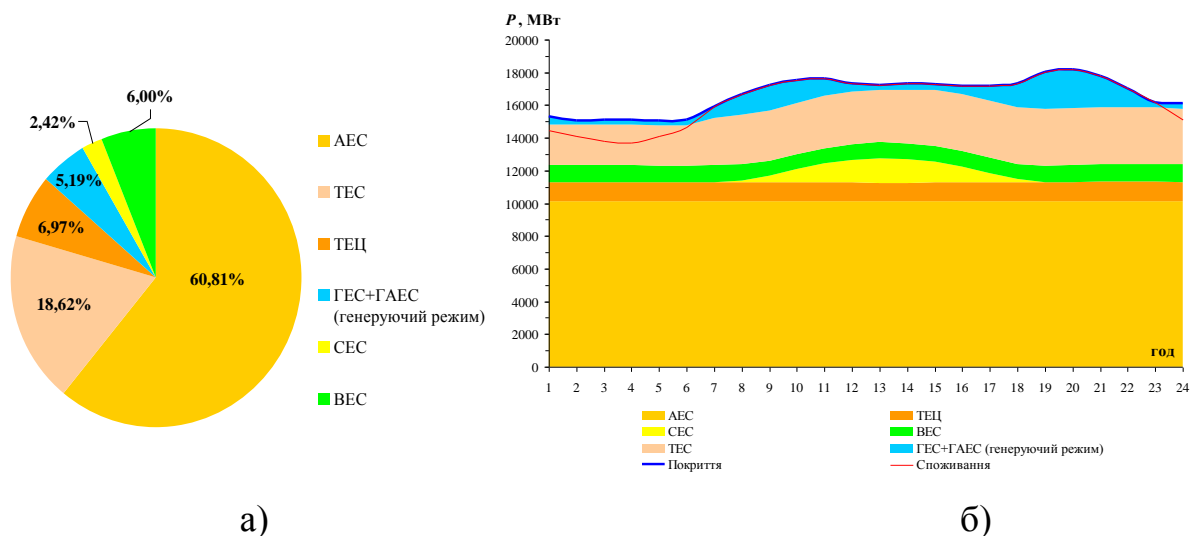


Рисунок 3.25 – Прогнозна структура виробництва електроенергії в ОЕС України у жовтні 2020 р. з граничною встановленою потужністю ВЕС та СЕС: а) – діаграма виробництва; б) – графік виробництва та споживання електроенергії

При порівнянні двох балансів потужності (див. табл. 3.8) можна зробити висновок, що у квітні допустима встановлена потужність для ВЕС обмежена на 844,6 МВт, СЕС – 983,8 МВт, для жовтня ВЕС – 999,6 МВт, а для СЕС встановлена потужність становить згідно виданих технічних вимог на 2020 рік, тобто – 3388,7 МВт (не обмежувалась).

Таблиця 3.8 Аналіз граничних встановлених потужностей ВЕС та СЕС на 2020 р.

Тип станції	Встановлена потужність згідно технічних умов, МВт	Гранична встановлена потужність, МВт		Різниця	
		квітень	жовтень	квітень	жовтень
ВЕС	3653,4	2808,8	2653,8	-844,6	-999,6
СЕС	3388,7	2404,9	3388,7	-983,8	0
Всього	7042,1	5213,7	6042,5	-1828,4	-999,6

Таким чином, можна зробити висновок, що при діючій нормативно-правовій базі, для забезпечення повного завантаження АЕС, встановлена потужність повинна становити для ВЕС – 2653,8 МВт, для СЕС – 2404,9 МВт, що на 999,6 МВт та на 983,8 МВт відповідно, менше від встановленої потужності згідно технічних умов.

3.5.3 Розробка прогнозних балансів потужності на 2020 р. в умовах відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС та їх максимально можливого діапазону робочої потужності

Згідно прийнятого Закону про ринок електричної енергії [41], відповідно до якого “нова модель” ринку почне працювати з липня 2019 року відсутні гарантовані склади обладнання на ГКТЕС (мінімально-допустимий склад працюючих блоків), так як в роботі буде знаходитись обладнання виробників, що знайшли свого покупця на ринку двосторонніх договорів, ринку на добу наперед, внутрішньодобовому та балансуєчному ринках. Водночас поява ринку допоміжних послуг буде спонукати виробників працювати з максимальним діапазоном робочої потужності[52-54].

Для наведених вище умов в магістерській дисертації були розроблені прогнозні добові баланси потужності на 2020 рік для місяців в яких відповідно до розрахованих балансів потужності у п.п. 3.5.1. було необхідно

здійснити обмеження рівня АЕС тобто на квітень та жовтень 2020 року з врахуванням повної потужності ВЕС та СЕС та аналогічних мережних вимог щодо необхідних резервів потужності.

Баланс потужності для квітня та жовтня 2020 року подані в додатку Г таблиці Г.1 та Г.2, а результуючі діаграми щодо прогнозної структури генерації на рисунку 3.26-3.27.

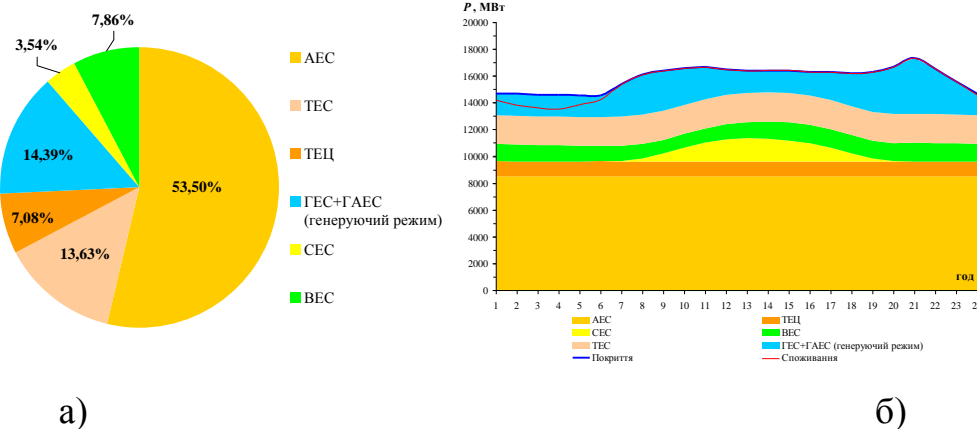


Рисунок 3.26 – Прогнозна структура виробництва електроенергії в ОЕС України у квітні 2020 р. в умовах відсутності гарантованих складів ГКТЕС: а) – діаграма виробництва; б) – графік виробництва та споживання електроенергії

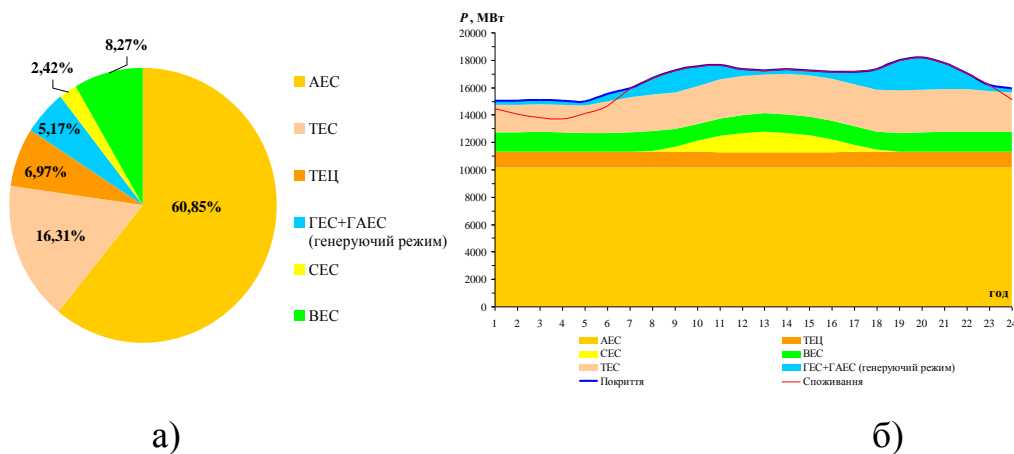


Рисунок 3.27 – Прогнозна структура виробництва електроенергії в ОЕС України у жовтні 2020 р. в умовах відсутності гарантованих складів ГКТЕС: а) – діаграма виробництва; б) – графік виробництва та споживання електроенергії

Зробивши аналіз розрахованих балансів потужності за умов відсутності гарантованих складів ГКТЕС та їх роботи з повним діапазоном потужності та порівнявши їх з розробленими балансами потужності на 2020 рік згідно діючої нормативно-правової бази, можна зробити висновок, що в разі відміни мінімально допустимого складу обладнання та роботи ТЕС в максимальному згідно їх фізичних даних діапазоні, генерація АЕС значно зросте в обох місяцях: в квітні на 5280 МВт*год за добу, в жовтні – 9360 МВт*год за добу. Таким чином розвантаження АЕС в кожному розрахунковому періоді відносно базового рівня (усереднений рівень 2018 року) складе: для квітня – 255 МВт, жовтня – 0 МВт (див. табл. 3.9).

Таблиця 3.9 Порівняльний аналіз балансів потужності ОЕС України для квітня та жовтня 2020 року в умовах діючої нормативно-правової бази та за умов відсутності мінімально допустимих складів обладнання і роботи ГКТЕС в максимальному діапазоні робочої потужності

Параметр	Згідно балансів потужності, що були розроблені за діючою нормативно-правовою базою (обмежені заявки ТЕС)				Згідно балансів потужності за умови відсутності мінімально допустимих складів на ГКТЕС (регламентні заявки ТЕС)		Різниця для 2020 року	
	2018 рік		2020 рік		2020 рік			
	квітень	жовтень	квітень	жовтень	квітень	жовтень	квітень	жовтень
Покриття, МВт*год	371039	393388	380435	399920	380443	399517	8	-403
Споживання, МВт*год	364264	385852	376064	392952	376064	392952	0	0
АЕС, МВт*год	209640	243120	198240	233760	203520	243120	5280	9360
ТЕС, МВт*год	71034	93459	57138	74800	51866	65177	-5272	-9623
ТЕЦ, МВт*год	26944	27861	26944	27861	26944	27861	0	0
ВЕС, МВт*год	3352	3964	29895	33027	29895	33027	0	0
СЕС, МВт*год	4107	3750	13466	9657	13466	9657	0	0
ГЕС+ГАЕС (ген.режим), МВт*год	55962	21234	54752	20815	54752	20675	0	-140

Таким чином, для квітня 2020 року буде доцільно провести розрахунок прогнозного балансу потужності в якому не буде обмежуватись потужність АЕС.

3.5.4 Визначення граничної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС в умовах відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС та їх максимально можливого діапазону робочої потужності

Для визначення граничної величини встановленої потужності ВЕС та СЕС, що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС за умови відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС та їх максимально можливого діапазону робочої потужності був розроблений прогнозний добовий баланс потужності для квітня 2020 року в якому відповідно до розрахованих прогнозних балансів в п.п. 3.5.3 залишалася необхідність розвантаження АЕС. Рівень АЕС було зафіксовано на початковому рівні а несумісний режим усувався шляхом зменшення частки СЕС та ВЕС. Всі інші вхідні параметри залишились без змін.

Експериментальним шляхом було визначено що гранична встановлена потужність ВЕС та СЕС що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС в умовах відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС та їх максимально можливого діапазону робочої потужності становить: для ВЕС – 3462,8 МВт, СЕС – 2385,9 МВт порівняльні дані наведено в таблиці 3.10.

Прогнозні баланси потужності для квітня 2020 року з врахуванням граничної встановленої потужності ВЕС та СЕС, за умови відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС та їх максимально можливого діапазону робочої потужності, показані в додатку Г таблиці ГЗ. Результуючі діаграми щодо прогнозованої структури генерації показані на рисунку 3.28.

Таблиця 3.10 Порівняльний аналіз встановлених потужностей ВЕС та СЕС на квітень 2020 року.

Тип станції	Встановлена потужність згідно технічних умов, МВт	Гранична встановлена потужність, МВт		Різниця	
		Діюча нормативно-правова база, МВт	За умови відсутності мін.допустимих складів обладнання на ГКТЕС, МВт	Відносно діючої нормативно-правової бази, МВт	Відносно встановленої потужності згідно технічних умов, МВт
ВЕС	3653,4	2808,8	3462,8	654	-190,6
СЕС	3388,7	2404,9	2385,9	-19	-1002,8
Всього	7042,1	5213,7	5848,7	635	-1193,4

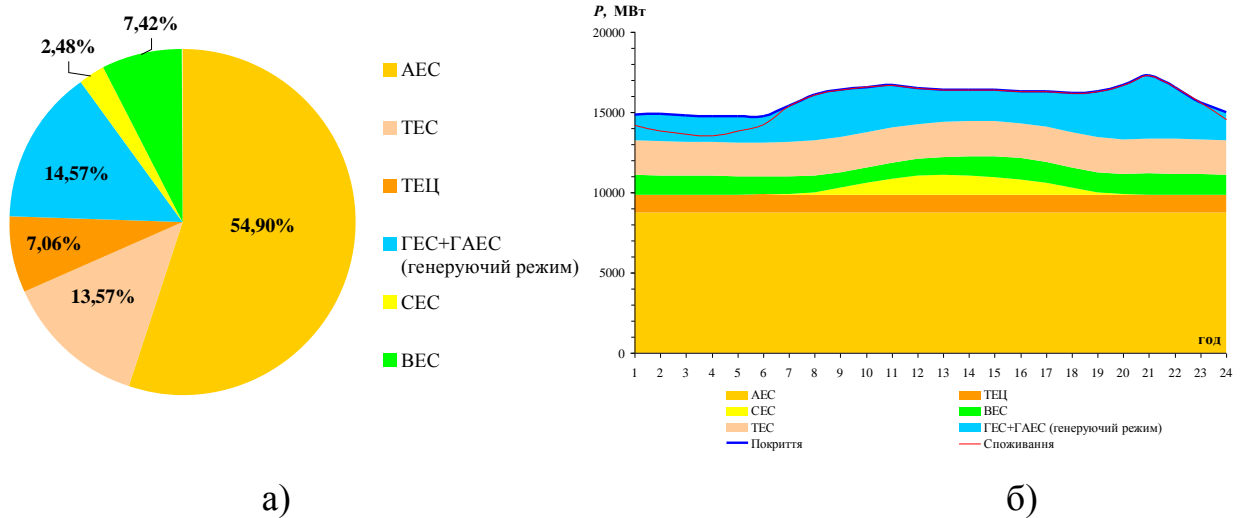


Рисунок 3.28 – Структура виробництва електроенергії в ОЕС України у квітні 2020 року з допустимою встановленою потужністю ВЕС та СЕС, за умови відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС та їх максимально можливого діапазону робочої потужності: а) – діаграма виробництва; б) – графік виробництва та споживання електроенергії

3.5.5 Розробка прогнозного балансу потужності на квітень 2020 року в умовах повної прогнозної генерації АЕС, ВЕС, СЕС та відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС, їх максимально можливого діапазону робочої потужності та відсутності режимних вимог щодо необхідних резервів на завантаження

Для розробки прогнозного балансу потужності на квітень 2020 року в умовах відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС, їх максимально можливого діапазону робочої потужності та відсутності режимних вимог щодо необхідних гарячих резервів рівень АЕС було зафіксовано на початковому рівні (усереднений рівень 2018 року) при цьому рівень СЕС та ВЕС було закладено виходячи з запланованої встановленої потужності з даними НЕК “Укренерго”. Всі інші вхідні параметри залишились без змін. Водночас було знехтувано режимними вимогами щодо гарячих резервів на завантаження.

Результуючі діаграми щодо прогнозної структури генерації на рисунку 3.29.

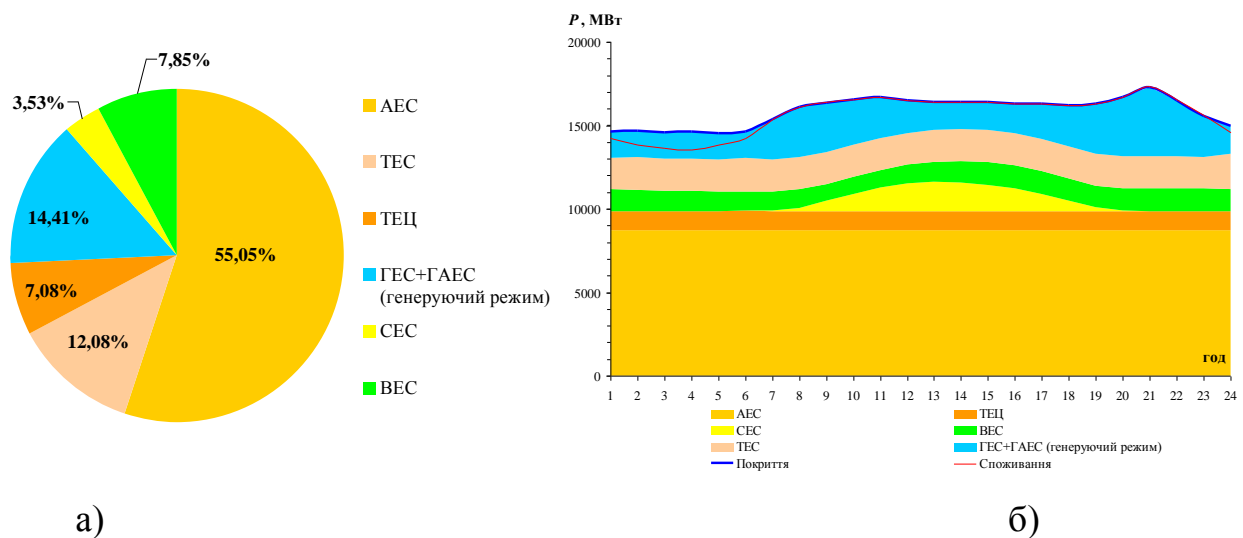


Рисунок 3.29 – Структура виробництва електроенергії в ОЕС України у квітні 2020 р. в новому ринку електричної енергії при відсутності режимних

вимог щодо необхідних гарячих резервів: а) – діаграма виробництва; б) – графік виробництва та споживання електроенергії.

Розрахований баланс потужності для квітня 2020 року показано в додатку Г у таблиці Г.4. Відповідно до якого, можна зробити висновок, що в умовах відсутності мінімально допустимих складів обладнання ТЕС, їх максимально можливого діапазону робочої потужності та відсутності режимних вимог щодо необхідних гарячих резервів, можливо досягти збалансованості добового графіка в кожному розрахунковому періоді доби навіть за умови повного використання потужностей СЕС, ВЕС та АЕС. Проте за таких умов, диспетчерський центр буде вимушений вести режим в умовах недостатності резервів “на валу”, що зважаючи на погану прогнозованість потужності СЕС та ВЕС навіть в короткостроковій перспективі та стохастичний режим їх роботи з можливістю швидких змін потужності, а також значні відмінності графіків виробництва ними електроенергії у різні, навіть суміжні розрахункові періоди, є не припустимим. Окремо слід зазначити що, можливість використання ГЕС та ГАЕС для регулювання при покритті є обмеженою і після її повного використання подальше збільшення регулюючого діапазону можливо лише за рахунок збільшення потужності ТЕС. Це буде обумовлювати значне зростання вимог до маневрених можливостей генеруючих потужностей ОЕС України, як для компенсації флуктуацій потужності ВЕС та СЕС в межах однієї години добового графіка електричних навантажень, так і для компенсації змін їх потужності на протязі доби. Таким чином лише при реалізації проектів спрямованих на підвищення можливостей ОЕС України по інтеграції ВЕС та СЕС – впровадження високоманеврових генеруючих потужностей з «швидким» стартом, заходів з керованого управління попитом, зокрема впровадження споживачів-регуляторів, систем акумулювання для зменшення амплітуди флуктуацій ВЕС і СЕС тощо, буде відсутня необхідність суттєвих обмежень потужностей ВЕС і СЕС у перспективі та збереження значної частки виробництва електроенергії АЕС [50-55].

Висновки до розділу 3

1. Розраховані усереднені та прогнозні баланси потужності на 2018 і 2020 рр., відповідно, показують що генерація ВЕС та СЕС у січні та липні 2020 року витісняє генерацію ГКТЕС а в квітні та жовтні ГКТЕС та АЕС рівень необхідного розвантаження АЕС для в кожному розрахунковому періоді доби склав: для квітня – 475 МВт, жовтня – 390 МВт.

2. Результати розрахунку показали, що в такому випадку генерація АЕС значно зросте в обох розрахункових місяцях: в квітні на 5280 МВт*год за добу, в жовтні – 9360 МВт*год за добу. Таким чином розвантаження АЕС в кожному розрахунковому періоді відносно базового рівня (усереднений рівень 2018 року) складатиме: для квітня – 255 МВт, жовтня – 0 МВт.

3. Відповідно до розробленого балансу, можна зробити висновок, що при таких умовах, можливо досягти збалансованості добового графіка в кожному розрахунковому періоді доби навіть за умови повного використання потужностей СЕС, ВЕС та АЕС.

4. При впровадженні високоманеврових генеруючих потужностей з «швидким» стартом, заходів з керованого управління попитом, зокрема впровадження споживачів-регуляторів, систем акумулювання для зменшення амплітуди флуктуацій ВЕС і СЕС тощо, буде відсутня необхідність суттєвих обмежень потужностей ВЕС і СЕС у перспективі та збереження значної частки виробництва електроенергії АЕС.

4 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

4.1 Опис ідеї проекту

Ідея проекту полягає у створенні програмного забезпечення, яке буде направлено для використання Національною енергетичною компанією “Укренерго” (далі – “НЕК “Укренерго”), Національною атомною енергогенеруючою компанією «Енергоатом» (далі – ДП «НАЕК «Енергоатом»), структурними підрозділами Міністерства енергетики та вугільної промисловості України або особами, які використовують програми складання довгострокових добових прогнозних балансів електричної енергії об’єднаної енергетичної системи України.

Використання споживачами даного програмного продукту передбачає можливість вибору критеріїв розрахунку, та здійснення на обраний розрахунковий період:

- аналізу та оцінки частки генерації відновлюваними джерелами енергії в загальній структурі енергетичної системи;
- розрахунку прогнозних значень щодо необхідного розвантаження АЕС що забезпечить використання в балансі потужності максимальної прогнозної величини ВДЕ;
- розрахунку прогнозних граничних величин встановленої потужності СЕС та ВЕС що забезпечить використання в балансі потужності всієї наявної генерації АЕС;
- розрахунку прогнозної величини “гарячих” резервів на завантаження що забезпечить використання в балансі потужності всієї наявної генерації АЕС, СЕС та ВЕС.

Опис ідеї стартап-проекту, що розкриє цілісне уявлення про зміст ідеї та можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати групи потенційних клієнтів, вказаний у таблиці 4.1 [56-58].

Таблиця 4.1 Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрями застосування	Вигоди для користувача
Розробка програмного забезпечення для складання довгострокових добових прогнозних балансів електричної енергії об'єднаної енергетичної системи України	1. Аналіз та оцінка частки генерації відновлюваними джерелами енергії в загальній структурі енергетичної системи	- онлайн контроль виконання плану по інтеграції ВДЕ до загального балансу потужності, що визначені як вітчизняними так і міжнародними законодавчими актами
	2. Розрахунок прогнозних значень щодо необхідного розвантаження АЕС що забезпечить використання в балансі потужності максимальної прогнозної величини ВДЕ	- отримання аналітичних даних для прийняття рішень щодо планування/корекції річних графіків ремонтів основного обладнання ОЕС України
	3. Розрахунок прогнозної величини “гарячих” резервів на завантаження що забезпечить використання в балансі потужності всієї наявної генерації АЕС, СЕС та ВЕС	- прийняття управлінських рішень; планування заходів для стабільної роботи ОЕС України; ухвалення та реалізація новацій.

Визначений перелік слабких, сильних та нейтральних характеристик та властивостей ідеї потенційного товару є підґрунтям для формування його конкурентоспроможності.

Наразі немає конкурента або подібного програмного продукту оскільки ріст частки генерації відновлюваних джерел енергії не суттєво впливав на баланс потужності і не було потреби враховувати їх вплив на структуру генерації.

4.2 Технологічний аудит ідеї проекту

В межах даного дослідження необхідно провести аудит технології, за допомогою яких можна реалізувати ідею проекту (технології створення товару).

Визначення технологій здійсненності ідеї проекту передбачає аналіз складових, що зображені у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 Технології здійсненності ідеї проекту

	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1.	Розробка програмного забезпечення для складання	Мова програмування Java	наявна	доступна
2.	довгострокових добових прогнозних балансів електричної енергії об'єднаної	Мова програмування PHP	наявна	доступна
3	енергетичної системи України	Мова програмування Ms SQL C#	наявна	доступна
Обрана технологія реалізації ідеї проекту: Мова програмування Ms SQL C#				

Технології програмування Java та PHP являється складним інструментом для реалізації ETL (Extract, Transform, Load.) процесів та проведення аналітичних дій. Мова програмування C# з технологією Ms SQL дозволить легко написати програмний продукт для аналізу та збереження

великих масивів інформації. Тому обрана технологія реалізації ідеї проекту: мова програмування C# з технологією Ms SQL.

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Аналіз ринкового середовища: складання таблиці факторів, що сприяють ринковому впровадженню проекту, та факторів, що йому перешкоджають, ці фактори перераховані у таблицях 4.3 і 4.4 відповідно [56-58]. Фактори в таблиці подаються в порядку зменшення значущості.

Таблиця 4.3 Фактори загроз

Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1.Складне політичне та економічне становище в країні	Брак коштів щодо реалізації програмного продукту	Зниження ціни
2. Конкуренція	Створення аналогічного програмного забезпечення	Зниження ціни

Таблиця 4.4 Фактори можливостей

Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
Розвиток програмного забезпечення	Створення і оновлення функцій, розширення можливостей	Реклама продукту

Фінальним етапом ринкового аналізу можливостей впровадження проекту є складання SWOT-аналізу - матриці аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities), SWOT-аналіз продемонстрований у таблиці 4.5.

Перелік ринкових загроз та ринкових можливостей складається на основі аналізу факторів загроз та факторів можливостей маркетингового

середовища. Ринкові загрози та ринкові можливості є наслідками (прогнозованими результатами) впливу факторів, і, на відміну від них, ще не є реалізованими на ринку та мають певну ймовірність здійснення. Наприклад: зниження доходів потенційних споживачів – фактор загрози, на основі якого можна зробити прогноз щодо посилення значущості цінового фактору при виборі товару та відповідно, – цінової конкуренції (а це вже – ринкова загроза).

Таблиця 4.5 SWOT- аналіз стартап-проекту

<p>Сильні сторони:</p> <ul style="list-style-type: none"> - стартап-проект є монополістом на ринку України; - постійна он-лайн підтримка програмного забезпечення; - періодичне інформування користувача; 	<p>Слабкі сторони:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вимагає підключення до мережі Інтернет; - вимагає проведення навчання персоналу замовника ;
<p>Можливості:</p> <ul style="list-style-type: none"> - розвиток програмного забезпечення; - легкий доступ до програмного забезпечення; 	<p>Загрози:</p> <ul style="list-style-type: none"> - складне політичне становище в країні; - складне економічне становище в країні; - конкуренція.

4.4 Розроблення ринкової стратегії проекту

Розроблення ринкової стратегії першим кроком передбачає визначення стратегії охоплення ринку: опис цільових груп потенційних споживачів. Вибір цільових груп потенційних споживачів проведений у таблиці 4.6 [56-58].

Таблиця 4.6 Вибір цільових груп потенційних споживачів

Опис профілю цільової групи потенційних клієнтів	Готовність споживачів сприйняти продукт	Орієнтовний попит в межах цільової групи (сегменту)	Інтенсивність конкуренції в сегменті	Простота входу у сегмент
1. Інвестори	Повна готовність	Високий	Слабка	Просто
2. Державні органи влади	Часткова готовність	Високий	Помірна	Просто

Оскільки компанія зосереджується на одному сегменті – вона обирає стратегію концентрованого маркетингу.

4.5 Розроблення маркетингової програми стартап-проекту

Визначення ключових переваг концепції потенційного товару показано у таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 Визначення ключових переваг концепції потенційного товару

Потреба	Вигода, яку пропонує товар	Ключові переваги перед конкурентами (існуючі, або такі, що потрібно створити)
Надійність та захищеність	Індивідуальний доступ (ключ) для кожного клієнта	Індивідуальний доступ
Повнота даних	Аналіз даних по кожному об'єкту генерації	Повнота даних по всім ВДЕ
Достовірність інформації	Інформація отримана напряму від реальних суб'єктів генерації	Інформація є достовірною та перевіреною
Підтримка та оновлення	Створення і оновлення функцій, розширення можливостей	Врахування індивідуальних побажань клієнтів, перед кожним оновленням програмного забезпечення

Концепція, згідно з якою компанія ретельно обмірковує і координує роботу своїх численних каналів комунікації називається концепція маркетингової комунікації, вона продемонстрована у таблиці 4.8. Це робиться з метою вироблення чіткого, послідовного і переконливого уявлення у споживачів про продукт. Спрямована на інформування, переконання, нагадування споживачам та ринку в цілому про продукт і діяльність [56-58].

Таблиця 4.8 Концепція маркетингової комунікації

Цільові групи	Канали комунікацій, якими користуються цільові клієнти	Ключові позиції, обрані для позиціонування	Завдання рекламного повідомлення	Концепція рекламного звернення
1.Інвестори	Інтернет, презентації під час зустрічей	Надійність, повнота інформації	Зацікавити клієнтів	Зручність, надійність, достовірність
2.Державні органи влади	Інтернет, презентації під час зустрічей	Надійність, повнота інформації	Зацікавити клієнтів	Зручність, надійність, достовірність

Висновки до розділу 4

1. У створенні програмного забезпечення, яке буде направлено для використання Національною енергетичною компанією “Укренерго” (далі – “НЕК “Укренерго”), Національною атомною енергогенеруючою компанією «Енергоатом» (далі – ДП «НАЕК «Енергоатом»), структурними підрозділами Міністерства енергетики та вугільної промисловості України або особами, які використовують програми складання довгострокових добових прогнозних балансів електричної енергії об’єднаної енергетичної системи України.

2. Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту показав, що даний продукт вразливий до таких загроз як слабка купівельна

спроможність компаній та посилена конкуренція, проте цим загрозам можна протистояти якщо знизити ціну на продукт.

3. Дослідження дозволило визначити, що найбільший попит серед всіх цільових груп матимуть інвестори і державні компанії в енергетичній сфері .

4. Огляд довів, що бар'єром для впровадження стартап-проекту буде відсутність зацікавлення у керівництва компаній.

5. Аналіз підтвердив, що підтримка проекту в режимі он-лайн і регулярне оновлення програмного продукту дає можливість бути комерційно привабливим цьому проекту для інвесторів і державних енергетичних компаній.

ВИСНОВКИ

1. Профілі добового виробництва ВЕС та СЕС в Україні принципово відрізняються від профілів реального споживання в нашій країні, так, увесь виробіток СЕС припадає на світловий день та є максимальним у період з 13 до 14 години, при тому що абсолютний максимум в ОЕС України є побутовим та лежить за межами світлового дня в усі пори року, в разі ж одночасної роботи енергосистема може потребувати додаткових маневрених потужностей для забезпечення нерівномірності покриття.

2. Згідно визначених прогнозних добових балансів потужності, генерація ВЕС та СЕС у січні та липні 2020 року витісняє генерацію ГКТЕС а в квітні та жовтні ГКТЕС та АЕС рівень необхідного розвантаження АЕС в кожному розрахунковому періоді доби склав: для квітня – 475 МВт, жовтня – 390 МВт. Характерним стала наявність несумісного режиму в жовтні у період нічного провалу, у квітні – на протязі дня.

3. Гранична встановлена потужність ВЕС та СЕС, що забезпечить максимально можливу генерацію АЕС в умовах діючої нормативно-правової бази становить: у квітні 2020 року ВЕС – 2808,8 МВт, СЕС – 2404,9 МВт, у жовтні ВЕС – 2653,8 МВт, СЕС – 3388,7 МВт (без обмеження).

4. Успішна інтеграція до загального балансу потужності буде обумовлювати значне зростання вимог до маневрених можливостей генеруючих потужностей ОЕС України, як для компенсації флуктуацій потужності ВЕС та СЕС в межах однієї години добового графіка електричних навантажень, так і для компенсації змін їх потужності на протязі доби. Таким чином лише при впровадженні високоманеврових генеруючих потужностей з «швидким» стартом, заходів з керованого управління попитом, зокрема впровадження споживачів-регуляторів, систем акумулювання для зменшення амплітуди флуктуацій ВЕС і СЕС тощо, буде відсутня необхідність суттєвих обмежень потужностей ВЕС і СЕС у перспективі та збереження значної частки виробництва електроенергії АЕС

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Проект Звіт ДП «НЕК Укренерго». с 117.
2. Касич А. О. Чинники розвитку альтернативної енергетики у сучасних умовах / А. О. Касич, Я. О. Литвиненко. // Економіка і суспільство. – 2017. – №12. – С. 93–99.
3. Інформація щодо потужності та обсягів виробництва електроенергії об'єктами відновлюваної електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф (станом на 30.06.2018). Держенергоефективність
4. Перехід України на відновлювану енергетику до 2050 року / О. Дячук, М. Чепелєв, Р. Подолець, Г. Трипольська та ін. <https://ua.boell.org/uk/2017/10/24/perehid-ukrayini-na-vidnovlyuvanu-energetiku-do-2050-r>
5. Кабінет Міністрів України (2014), Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року. Кабінет Міністрів України, м. Київ
6. IRENA (International Renewable Energy Agency) (2014a), REmap 2030 – A renewable energy roadmap. June 2014. IRENA, Abu Dhabi http://www.irena.org/REmap/REmap%20Summary%20of%20findings_final_links.pdf
7. IRENA (2014b), Global bioenergy supply and demand projections – A working paper for REmap 2030. September 2014. IRENA, Abu Dhabi http://www.irena.org/remap/IRENA_REmap_2030_Biomass_paper_2014.pdf
8. УБЕА (Українська вітроенергетична асоціація) (2013), Огляд ринку вітроенергетики України 2013. Київ.
9. Башинська Ю. І. Організаційно-економічні засади використання потенціалу відновлюваної енергетики в регіоні. Дисертація. Спеціальність

08.00.05. – розвиток продуктивних сил і регіональна економіка. Львів . 2017 с. 212.

10. IRENA (2015), REmap 2030 Перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні, IRENA, Абу-Дабі

11. Стан і перспективи розвитку технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлюваних джерел енергії у зарубіжній енергетичній сфері. Звіт ДП «НЕК Укренерго ». с 122.

12. Замулко А. И., Веремийчук Ю. А., Лайкина Е. В. Риск – менеджмент в управлении электропотреблением «Научные труды

13. Корольчук А. Ю. Відновлювана енергетика: перспективи України [Електронний ресурс] / А. Ю. Корольчук. – Режим доступу: <http://blog.ubr.ua/politika/idnovluvana-energetika-perspektivi-kraini-6031>

14. . Саламова Н. В. Возобновляемые источники энергии в Испании / Н. В. Саламова // Энергетика за рубежом. – 2002. – Вып. 3. – С. 37–38.

15. ЄС не надто активно переходить на поновлювану енергію [Електронний ресурс] // Євроновини.юа : інформаційний портал. – 30.05.2013. – Режим доступу: <http://ua.euronews.com/2013/05/30/europe-lags-behind-china-on-renewables/>

16. Кравченко О. Нормативно-правове регулювання сонячної енергетики в Україні [Електронний ресурс] / О. Кравченко // Юрист і закон. – №16 від 24.04.2014. – Режим доступу: <http://gc.ua/uk/business-news/normativno-pravove-regulyuvannya-sonyachno%D1%97-energetiki-vukra%D1%97ni>.

17. Renewables Global Status Report 2016 / Released by Frankfurt School UNEP collaborating centre. – Р. 32. – Available at: http://www.ren21.net/wpcontent/uploads/2016/06/GSR_2016_KeyFindings1.pdf

18. Атлас енергетичного потенціалу нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії. – К., 2008. – 54 с.

19. Замулко А.І., Веремійчук Ю.А. Організація обмеження споживачів на роздрібному ринку електричної енергії: правові питання. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2018. № 1. С. 23-33
20. AEE-INTEC (2014), Solar heat worldwide, Markets and Contribution to the Energy Supply 2012. Edition 2014. AEE-INTEC, Gleisdorf <http://www.aee-intec.at/0uploads/dateien1016.pdf>
21. Веремійчук Ю.А., Замулко А. І., Норець М.О. Система управління безпекою постачання електроенергії. XIV Міжнародна конференція Контроль і управління в складних системах (КУСС-2018) Вінницький національний технічний університет, Вінниця, 15-17 жовтня 2018 року.
22. Веремійчук Ю.А., Замулко А.І., Шпак Д.В., Управління режимами споживання електричної енергії з використанням агрегації попиту. XIV Міжнародна конференція Контроль і управління в складних системах (КУСС-2018) Вінницький національний технічний університет, Вінниця, 15-17 жовтня 2018 року.
23. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: www.cfin.ru/press/management/2001-6/13.pshtml. www.raoes.ru/ru/reforming/foreign/mo-/England.pdf.
24. Енергетика, сучасність і майбутнє. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/> 4. Програма фінансування альтернативної енергетики України (USELF). Посібник для девелоперів. - Київ, 2014. – 244 с.
25. Кудря С. О. Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії: підручник/ С. О. Кудря; МОНМС України, НТУ України «КПІ» – К.: НТУУ «КПІ», 2013 – книга, 492 с.
26. Дудюк Д. Л. Нетрадиційна енергетика: основи теорії та задачі: навчальний посібник/ Д. Л. Дудюк, С. С. Мазепа, Я. М. Гнатишин – Львів: Магнолія 2006, 2015 - книга, 188 с.

27. В Україні “схрестили” покрівельні елементи і сонячні батареї і презентували черепицю, що здатна виробляти електроенергію. [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://vikna.if.ua/news/category/all/2015/06/19/35801/view#ad-image-1>
28. Апполонов Ю. Е., Миклашевич И. В. О комплексном использовании нетрадицион-ных возобновляемых источников энергии // Энергетическое строительство, № 1, 1994.15-18 с.
29. Гирусова Э. В., Экология и экономика природопользования /. – М. : ЮНИТИ – ДАИА,2007. – 591 с.
30. Мировая энергетика: прогноз развития до 2020 г.: Пер. с англ. – М. : Энергия, 2000. –255 с.
31. The impact of renewable energy policy on economic growth and employment in European Union // Employ RES final report, 2009.
32. Assessment and optimization of renewable energy support schemes in the European electricity market // OPTRES final report, 2007.
33. Трущевский Ю. В., Петросян О. Ш. Экономические и финансовые преступления. – М. : ЮНИТИ – ДАНА, 2007. – 288 с.
34. Инвестиции в альтернативную энергетику (мировые тенденции) Андрей Федоренко, Александр Шохов 15. 10. 2013 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://socium.com.ua/2013/11/инвестиции-в-альтернативную-энергет/#more-1708>.
35. Eurostat New Release «The contribution of renewable energy up to 12,4% of energy consumption in the EU27 in 2010» 18 June 2012, [Електронний ресурс]. – Режим доступу:<http://ec.europa.eu/eurostat> В США альтернативная энергетика стала конкурентоспособной. – [Електронний ре-сурс]. – Режим доступу: <http://pronedra.ru/alternative/2014/09/18/alternativnaya-energetika-ssha>.
36. Переваги та недоліки вітрової енергетики. [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://www.eco-live.com.ua/content/blogs/perevagi-ta-nedol-ki-v-trovo-energetiki>

37. Науково-дослідна робота за договором № 06-4/2276-16 від 30.05.2016 р. між Державним підприємством «Національна енергетична компанія «Укренерго» та ТОВ «Карбон Емішн Партнершип» Визначення можливості забезпечення потреб національної економіки та суспільства у електричній енергії та потужності на середньострокову перспективу, з урахуванням стандартів операційної безпеки/науковий керівник Б.А. Костюковський; відповідальний виконавець С.В. Шульженко [та ін.], ТОВ «Карбон Емішн Партнершип». - К. 2016.

38. Теплопостачання та кондиціювання громадських будинків з використанням поновлювальних джерел енергії [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/viewFile/1523/1523>

39. Використання альтернативних джерел опалення допоможе українцям перезимувати в теплі [Електронний ресурс].- Режим доступу: <http://ecotown.com.ua/news/vykorystannyaalternatyvnykh-sposobiv-opalennya-dopomozhe-ukrayintsyam-perezymuvaty-v-tepli>

40. С.В. Дубровський. Оптимізація навантажень ТЕС за ціновим пріоритетом. — Режим доступу: http://dspace.nbu.gov.ua/bitstream/handle/123456789/3076/2007_15_11.pdf

41. Закон України “Про ринок електричної енергії”: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>

42. Назаренко М. В., Рябченко М. В., Панкевич О. Д.. Перспективи використання нетрадиційних джерел енергії для опалення будівель. Доступ : <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-fbtegp/all-fbtegp-2016/paper/download/75/409>.

43. Мандрик О. М. Аналіз використання потенціалу вітрової і сонячної енергії в карпатському регіоні. Науково-технічний журнал № 1 (13). Екологічна безпека та збалансоване ресурсовикористання 2016 С. 158-166. ISSN 2415–3184

44. Язвінська Н.В., Барановська А.А.. Особливості ринкового позиціонування продукції для сонячної енергетики України Маркетинг і менеджмент інновацій, 2015, № 2 <http://mmi.fem.sumdu.edu.ua/>
45. Лук'яненко Л.М., Гончаренко І.С., Аналіз режимів роботи сонячних електричних станцій залежно від зовнішніх факторів. Праці ІЕД НАНУ. 2016. Вип. 45 С. 5-8 ISSN 1727-9895.
46. Звіт «Система державної підтримки генерації електроенергії з відновлюваних джерел енергії. Аналіз законодавчих пропозицій.» DiXi Group.2018. <http://dixigroup.org/>.
47. Додаток 2 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України. Правила оптового ринку електричної енергії України [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?f=3032>
48. Додаток 3 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України. Інструкція про порядок здійснення розрахунків на Оптовому ринку електричної енергії України [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?f=3033>
49. Енергетична стратегія України на період до 2035 року "Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність" від 18 серпня 2017 р. № 605-р [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80>
50. Карлберг К. Регрессионный анализ в Microsoft Excel / К. Карлберг. – М.: Диалектика-Вильямс, 2017. – 400 с.
51. Кирпичникова И.М. Прогнозирование объемов потребления электроэнергии / И.М. Кирпичникова, Л.А. Саплин, К.Л. Соломахо // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2014. том 14, № 2. – С. 17-21. – Режим доступу до ресурсу: <https://cyberleninka.ru/article/n/prognozirovanie-obemov-potrebleniya-elektroenergii>

52. Курбатова Е.А. Microsoft Office Excel 2010. Самоучитель / Е.А. Курбатова. – М.: Диалектика, 2010. – 416 с.
53. Макоклюев Б.И. Влияние метеорологических факторов на электропотребление / Б.И. Макоклюев, Б.С. Павликов, А.И. Владимиров, Г.И. Фефелова // Электрические станции. – 2002. – № 1. – С. 26–31.
54. Графік споживання ОЕС України [Електронний ресурс] // Державне підприємство "Енергоринок". – Режим доступу до ресурсу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?dfg=1>
55. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Проект/ ДП "НЕК "Укренерго"/ – Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2017/10/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej.pdf>
56. Розроблення стартап-проекту : Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с
57. Стартап проекти та їх оцінювання: конспект лекцій для студентів за спеціальністю 7.121 «Інженерія програмного забезпечення» факультету інформаційних технологій УжНУ / Розробник: к.т.н. Поліщук В.В. – Ужгород: 2018. – 74 с.
58. Науково-методичні засади розроблення маркетингової стратегії стартап-проектів на промисловому ринку. / Кофанов О.Є., Зозульов О.В. / Економічний простір №115, 2016. С 202-211.

ДОДАТОК А

Усереднені добові баланси потужності ОЕС України за 2018 р.

Таблиця А.1 – Усереднений добовий баланс потужності ОЕС України для січня 2018 р.

Найменування	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00	Сума
Виробіток генерації																									
АЕС	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	238320
ТЕС	4762	4291	4440	4333	4208	4317	4894	4946	4976	5066	5176	5276	5360	5361	5391	5391	5391	5390	5391	5391	5391	5390	4964	4933	120429
ТЕЦ	2135	2131	2126	2129	2129	2129	2132	2132	2126	2128	2123	2121	2125	2129	2125	2131	2134	2133	2132	2135	2133	2132	2133	2133	51116
ВЕС	153	150	150	153	153	162	165	165	159	153	153	150	150	147	144	147	150	153	162	165	162	162	156	157	3721
СЕС	0	0	0	0	0	0	0	1	18	66	128	165	169	150	107	48	7	0	0	0	0	0	0	0	859
ТЕС+ГАЕС (генератор)	759	758	758	758	759	759	808	1601	2598	2841	2973	2449	2269	2188	2208	2444	2753	3131	2730	2348	1974	1503	974	814	43157
ГАЕС (насос)	-977	-977	-1402	-1402	-977	-421	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-556	–
Покриття	17739	17260	17404	17303	17179	17297	17929	18775	19807	20184	20483	20091	20003	19905	19905	20091	20365	20737	20345	19969	19590	19117	18157	17967	457602
Споживання	16764	16284	16003	15903	16203	16878	17932	18776	19808	20185	20484	20092	20005	19906	19906	20092	20366	20739	20346	19970	19591	19119	18159	17413	450924
Резерви "ДП "НЕК Укренерго"																									
На завантаження	586	1058	909	1015	1141	1061	593	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	573	929	940	–
На розвантаження	-724	-252	-401	-295	-204	-249	-717	-737	-727	-727	-757	-787	-867	-867	-867	-867	-867	-867	-867	-867	-867	-867	-521	-510	–

Таблиця А.3 – Усереднений добовий баланс потужності ОЕС України для липня 2018 р.

Найменування	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00	Сума
Виробіток генерації																									
АЕС	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	8800	211200
ТЕС	3856	3958	3837	3641	3639	3661	3791	4148	4237	4356	4397	4396	4396	4396	4396	4397	4397	4397	4397	4397	4397	4397	4357	4187	100428
ТЕЦ	740	739	739	736	740	732	739	741	729	713	704	695	694	699	702	707	714	720	727	732	732	735	733	735	17377
ВЕС	74	74	72	72	69	72	62	39	37	43	52	63	75	83	93	87	87	81	77	72	66	66	73	77	1666
СЕС	0	0	0	0	0	0	21	96	226	355	451	502	512	501	458	399	316	212	111	28	1	0	0	0	4189
ТЕС+ГАЕС (генератор)	289	314	288	288	289	510	289	541	1068	1209	1173	1421	1612	1718	1550	1510	1494	1598	1596	1378	1693	1968	923	398	25117
ГАЕС (насос)	-556	-1147	-1192	-1192	-1192	-842	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-135	–
Покриття	13759	13885	13736	13537	13537	13775	13702	14365	15097	15476	15577	15877	16089	16197	15999	15900	15808	15808	15708	15407	15689	15966	14886	14197	359977
Споживання	13204	12739	12545	12346	12346	12934	13703	14366	15099	15479	15579	15880	16092	16200	16002	15902	15810	15810	15710	15409	15691	15968	14888	14063	353765
Резерви "ДП "НЕК Укренерго"																									
На завантаження	763	661	782	978	980	958	898	661	661	661	661	661	661	661	661	661	661	661	661	661	661	661	661	802	–
На розвантаження	-427	-529	-408	-212	-210	-232	-292	-529	-599	-599	-619	-619	-619	-619	-619	-619	-619	-619	-619	-619	-619	-619	-634	-493	–

ДОДАТОК Б

Прогнозні добові баланси потужності ОЕС України на 2020 р.

Таблиця Б.1 – Прогнозний добовий баланс потужності ОЕС України для січня 2020 р.

Найменування	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00	Сума
Виробіток генерації																									
АЕС	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	9930	238320
ТЕС	3414	3430	3575	3468	3357	3565	3822	3954	4210	4406	4451	4479	4487	4636	4696	4781	4783	4698	4698	4735	4724	4711	4505	4656	102241
ТЕЦ	2135	2131	2126	2129	2129	2129	2132	2132	2126	2128	2123	2121	2125	2129	2125	2131	2134	2133	2132	2135	2133	2132	2133	2133	51116
ВЕС	1432	1410	1414	1418	1403	1447	1439	1450	1399	1341	1297	1249	1231	1195	1184	1195	1220	1304	1374	1447	1454	1450	1421	1461	32635
СЕС	0	0	0	0	0	0	0	3	68	247	488	627	651	583	413	176	20	0	0	0	0	0	0	0	3276
ТЕС+ГАЕС (генератор)	807	758	758	758	759	772	1008	1905	2772	2832	2893	2484	2380	2232	2357	2578	2778	2872	2510	2121	1648	1294	768	807	42851
ГАЕС (насос)	-556	-977	-1402	-1402	-977	-466	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-977	–
Покриття	17718	17659	17803	17703	17578	17843	18331	19374	20505	20884	21182	20890	20804	20705	20705	20791	20865	20937	20644	20368	19889	19517	18757	18987	470439
Споживання	17164	16684	16403	16303	16603	17378	18332	19376	20508	20885	21184	20892	20805	20706	20706	20792	20866	20939	20646	20370	19891	19519	18759	18013	463724
Резерви "ДП "НЕК Укренерго"																									
На завантаження	804	788	643	750	861	904	967	999	912	868	992	984	1077	1123	1128	1043	1041	1125	1125	1088	1099	1112	1248	1076	–
На розвантаження	-326	-342	-487	-380	-269	-226	-243	-211	-288	-352	-238	-256	-243	-282	-312	-397	-399	-315	-315	-352	-341	-328	-202	-374	–

[illegible]

Таблиця Г.2 – Прогнозний добовий баланс потужності ОЕС України для жовтня 2020 р. в умовах відсутності мінімально-допустимих складів обладнання та роботи ГК ТЕС з максимально-можливим діапазоном потужності

Найменування	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00	Сума
Виробіток генерації																									
АЕС	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	10130	243120
ТЕС	2014	2014	2014	2014	2014	2314	2559	2664	2689	2769	2879	2878	2858	2939	3008	3083	3104	3104	3103	3103	3104	3104	2964	2881	65177
ТЕЦ	1165	1163	1162	1164	1165	1167	1169	1174	1178	1161	1148	1130	1128	1123	1135	1142	1155	1163	1171	1172	1182	1182	1185	1177	27861
ВЕС	1425	1425	1461	1425	1388	1388	1425	1425	1279	1206	1242	1315	1352	1352	1352	1352	1315	1279	1352	1425	1461	1461	1461	1461	33027
СЕС	0	0	0	0	0	0	0	68	373	813	1186	1389	1491	1423	1254	949	542	169	0	0	0	0	0	0	9657
ТЕС+ГАЕС (генератор)	289	286	299	278	287	522	632	1202	1576	1440	1034	488	284	387	377	500	914	1508	2257	2336	1910	1157	439	273	20675
ГАЕС (насос)	-556	-977	-1267	-1357	-932	-842	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-800	–
Покриття	15023	15018	15066	15011	14984	15521	15915	16663	17225	17519	17619	17330	17243	17354	17256	17156	17160	17353	18013	18166	17787	17034	16179	15922	399517
Споживання	14468	14087	13800	13700	14098	14680	15916	16664	17226	17520	17620	17332	17246	17355	17258	17158	17161	17354	18015	18168	17788	17035	16180	15123	392952
Резерви "ДП "НЕК Укренерго"																									
На завантаження	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	519	500	500	500	500	500	500	500	500	500	640	663	–
На розвантаження	-200	-200	-200	-200	-200	-200	-240	-340	-340	-340	-425	-425	-406	-425	-425	-490	-490	-490	-490	-490	-490	-490	-350	-327	–

[illegible]

Рисунок Д.1 – Алгоритм розрахунку заданого балансу потужності

ДОДАТОК Е

Алгоритм розрахунку довгострокового добового балансу потужності

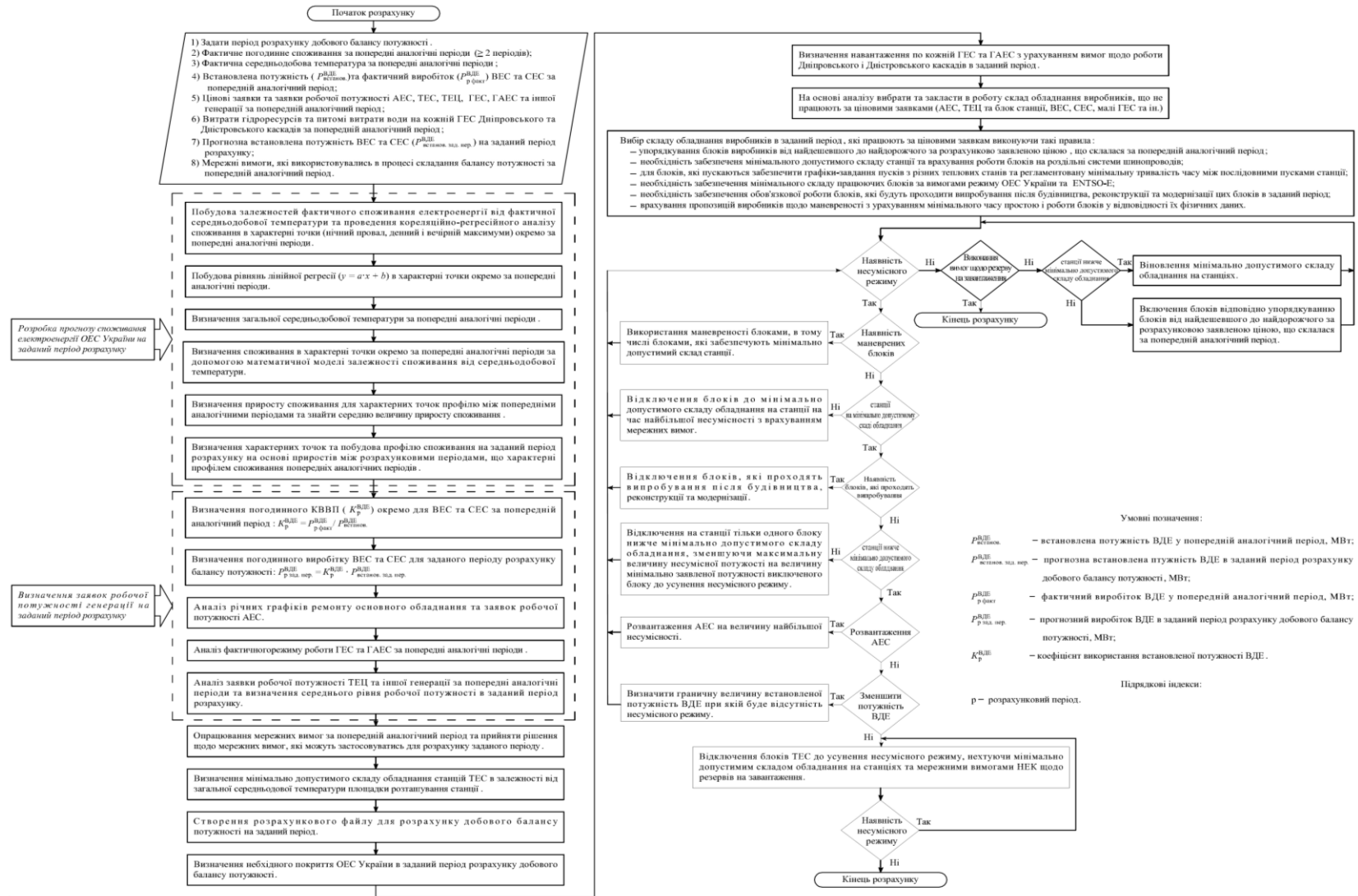


Рисунок Е.1 – Алгоритм розрахунку довгострокового добового балансу потужності

ДОДАТОК Є

Лист-запит до ДП "НЕК" Укренерго" щодо отримання інформації
запланованої встановленої потужності ВЕС та СЕС на 2020 р.

ДП "НЕК "Укренерго"
(найменування розпорядника інформації)
м.Київ, вул.Симона Петлюри, 25
(адреса місцезнаходження розпорядника інформації)
+38(044) 238-38-25
(телефон, інші засоби зв'язку)
Норець М.О.
(ПІБ/найменування запитувача інформації)
Київська обл. м.Фастів вул. Космонавтів, 19
(адреса запитувача інформації)
(093) 846-44-89, Ratik1986@ukr.net
(телефон, інші засоби зв'язку)

ЗАПИТ на отримання публічної інформації

Відповідно до статті 34 Конституції України кожному гарантовано право на отримання, зберігання та поширення інформації. Гарантія права на інформацію забезпечується обов'язком органів державної влади та органів місцевого самоврядування, як розпорядників інформації, оприлюднювати інформацію, яка була отримана або створена в процесі їхньої діяльності згідно зі статтями 3, 4, 14 Закону України «Про доступ до публічної інформації».

Згідно зі статтею 5 Закону України «Про доступ до публічної інформації» доступ до інформації забезпечується шляхом надання інформації за запитом на інформацію, при цьому згідно зі статтею 19 цього самого закону запитувач має право звернутися до розпорядника інформації із запитом на інформацію незалежно від того, стосується ця інформація його особисто чи ні, без пояснення причини подання запиту.

Зважаючи на вищенаведене, відповідно до статей 5, 6, 13 Закону України «Про доступ до публічної інформації», статей 5, 6 Закону України «Про інформацію», **прошу надати інформацію щодо прогностичних обсягів генеруючих потужностей, що вводяться за роками та виданих ТЕО, відновлюваних джерел енергії на січень, квітень, липень та жовтень 2020 року. Інформацію прошу надати окремо по ВЕС, СЕС, малих/мікро ГЕС та біогазових установках, окремо для кожного з наведених місяців.**

Зазначена інформація буде використана в магістерській роботі на тему: "Оцінювання впливу джерел відновлюваної енергії на забезпечення балансової надійності в ОЕС України".

Відповідно до статті 20 Закону України «Про доступ до публічної інформації», прошу надати відповідь протягом 5 робочих днів з дня отримання запиту. Відповідь прошу надіслати на електронну адресу: Ratik1986@ukr.net.

Звертаю Вашу увагу, що у випадку ненадання відповіді на запит або надання неповної інформації, буду змушений звертатись за захистом свого права на інформацію до суду або вимагати притягнення Вас до адміністративної відповідальності за статтею 212-3 Кодексу України про адміністративні правопорушення.

«25» вересня 2018 р.


(підпис) Норець М.О.
(ПІБ запитувача)

ДОДАТОК Ж

Лист-відповідь ДП "НЕК" Укренерго" щодо запланованої встановленої потужності ВЕС та СЕС на 2020 р.



ДП НЕК «Укренерго» розглянуло ваш запит від 25 вересня 2018 щодо прогнозованих обсягів генеруючих потужностей відновлюваних джерел енергії станом на 2020 рік та в межах компетенції надає наступну інформацію.

Враховуючи діючі на даний момент електростанції на відновлювальних джерелах енергії та актуальні технічні умови на приєднання електростанцій на відновлювальних джерелах енергії, реалізація яких очікується до 2021 року, в 2020 році встановлена потужність зазначених електростанцій очікується на наступному рівні:

- СЕС – 3388,7 МВт;
- ВЕС – 3653,4 МВт;
- БіоЕС - 237,7 МВт;
- ГЕС (малі, міні, мікро) – 235,46 МВт.

Заступник директора –
операційний директор

Брехт О.О.

Луцник О.В. 238-73-92

